

IVI Petrolifera S.p.A. Oristano, Italia

Impianto di Stoccaggio, Rigassificazione e Distribuzione GNL nel Porto di Oristano – Santa Giusta

**Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di
Nulla Osta di Fattibilità (NOF) ai Sensi del D.L.vo
105/15**

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018

Rev.	0
Descrizione	Prima Emissione
Preparato da	M. Derchi / U. Parodi
Controllato da	M. Gattuso
Approvato da	G. Uguccioni
Data	Agosto 2018

**Impianto di Stoccaggio, Rigassificazione e Distribuzione
GNL nel Porto di Oristano – Santa Giusta**

**Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nulla Osta
di Fattibilità (NOF) ai Sensi del D.L.vo 105/15**



Il presente documento è costituito da
No. 63 pagine numerate progressivamente,
No. 22 Allegati, No. 1 Appendice.

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	M. Derchi / U. Parodi	M. Gattuso	G. Uguccioni	Agosto 2018

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi,
per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	4
LISTA DELLE FIGURE	4
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	5
INTRODUZIONE	6
A. DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO	7
A.1 DATI GENERALI	7
A.1.1 Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore	7
A.1.2 Denominazione e ubicazione dello Stabilimento. Direttori responsabili	7
A.1.3 Responsabile della progettazione	8
A.1.4 Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza	8
A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO	9
A.2.1 Corografia della zona	9
A.2.2 Posizione dello stabilimento	9
A.2.3 Piante e sezioni dell'impianto	9
B. INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO	10
B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI	10
B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA	10
B.2.1 Grafico dell'organizzazione	10
B.2.2 Programmi di informazione, formazione e addestramento	11
B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE	11
B.3.1 Descrizione delle attività	11
B.3.2 Tecnologia di base	11
B.3.3 Schema a blocchi e schema di processo	11
B.3.4 Capacità produttiva	20
B.3.5 Informazioni relative alle sostanze oggetto del Rapporto di Sicurezza	20
B.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	23
B.4.1 Applicazione della Metodo Indicizzato al Caso in Esame (D.P.C.M. 31/03/1989)	23
C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO	25
C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE	25
C.1.1 Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto	25
C.1.2 Esperienza storica relativa a incidenti	25
C.2 REAZIONI INCONTROLLATE	35
C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI	35
C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti	35
C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici	38
C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI	41
C.4.1 Sequenze incidentali	41
C.4.2 Stima delle conseguenze degli scenari incidentali	42
C.4.3 Mappe di danno	42
C.4.4 Analisi delle conseguenze ambientali	42
C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO	42
C.5.1 Sintesi dei risultati dell'analisi degli eventi incidentali	42

	C.5.2	Elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001	43
C.6		DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI	46
	C.6.1	Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti	46
	C.6.2	Accorgimenti previsti per prevenire gli errori umani	48
	C.6.3	Valutazione della sicurezza in relazione allo stato funzionale dell'impianto	48
C.7		CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI	49
	C.7.1	Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture	49
	C.7.2	Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche	49
	C.7.3	Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento	50
	C.7.4	Torze e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili	50
	C.7.5	Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza	50
	C.7.6	Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna	50
	C.7.7	Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive	50
	C.7.8	Rivestimenti interni, sovrassessori di corrosione e ispezioni.	50
	C.7.9	Procedure di controllo delle apparecchiature critiche	51
	C.7.10	Sistemi di blocco di sicurezza	51
	C.7.11	Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate	51
	C.7.12	Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili	51
C.8		SISTEMI DI RILEVAMENTO	51
	C.8.1	Descrizione e posizione dei rilevatori	51
D.		SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI	53
D.1		SOSTANZE EMESSE	53
D.2		EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE	53
	D.2.1	Effetti indotti da incendi o esplosioni	53
	D.2.2	Effetti degli incidenti indotti	54
	D.2.3	Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.	54
D.3		SISTEMI DI CONTENIMENTO	54
	D.3.1	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili	54
	D.3.2	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente	55
	D.3.3	Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici	55
D.4		CONTROLLO OPERATIVO	55
D.5		SEGNALETICA DI EMERGENZA	55
D.6		FONTI DI RISCHIO MOBILI	56
D.7		RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI	56
	D.7.1	Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure	56
D.8		MISURE CONTRO L'INCENDIO	56
	D.8.1	Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi	56

D.8.2	Sistema di drenaggio	58
D.8.3	Fonti di approvvigionamento dell'acqua antincendio	58
D.8.4	Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi	58
D.9	SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI	58
D.9.1	Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali	58
D.9.2	Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno	59
D.9.3	Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti	59
E.	IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI	60
E.1	TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI	60
E.2	GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI	60
E.2.1	Adempimenti per la gestione dei rifiuti	60
RIFERIMENTI		61
ALLEGATO A.1.2	PLANIMETRIA DEI CONFINI DELLO STABILIMENTO E UNITÀ LOGICHE	
ALLEGATO A.1.3	ESPERIENZE DI WÄRTSILÄ E RINA CONSULTING NEL SETTORE DEL GNL	
ALLEGATO A.1.4	CURRICULUM VITAE DEL RESPONSABILE DELLA STESURA DEL DOCUMENTO	
ALLEGATO A.2.1	COROGRAFIA DELLA ZONA	
ALLEGATO A.2.2	POSIZIONE DELLO STABILIMENTO SULLA MAPPA	
ALLEGATO A.2.3	PLANIMETRIA DELL'IMPIANTO	
ALLEGATO B.3.2	ELENCO DELLE NORME DI RIFERIMENTO	
ALLEGATO B.3.3	SCHEMI DI PROCESSO SEMPLIFICATI (PFDs) E SCHEMI DI PROCESSO STRUMENTATI (P&IDs)	
ALLEGATO C.4	ANALISI DI RISCHIO QUANTITATIVA	
ALLEGATO C.7.10	FILOSOFIA DEL SISTEMA ESD	
ALLEGATO C.7.11	PLANIMETRIA AREE A RISCHIO DI ESPLOSIONE	
ALLEGATO C.8	PLANIMETRIE SISTEMA DI RIVELAZIONE INCENDI E RILASCI	
ALLEGATO D.7.1	PLANIMETRIA ILLUMINAZIONE	
ALLEGATO D.8	SISTEMA ANTINCENDIO	
ALLEGATO D.8.2	SISTEMA DRENAGGI	
ALLEGATO D.9.3	PLANIMETRIA VIE DI FUGA	
ALLEGATO E.1	PLANIMETRIA DEL SISTEMA FOGNARIO	
ALLEGATO I.2	SCHEDE DI SICUREZZA	
ALLEGATO I.4	QUANTITÀ MASSIME DELLE SOSTANZE PERICOLOSE	
ALLEGATO I.5	TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE RISULTANZE DELLE ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI	
ALLEGATO I.9	ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO AI SENSI DEL DPR 151/2011 E S.M.I.	
ALLEGATO I.11	DOCUMENTAZIONE, DI CUI ALL'ALLEGATO I DEL DECRETO DEL MINISTERO DELL'INTERNO DEL 7 AGOSTO 2012	
APPENDICE A	METODO A INDICI	

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 1: Dati Caratteristici dei Bracci di Carico	13
Tabella 2: Dimensioni e Ingombro Serbatoi di Stoccaggio	13
Tabella 3: Caratteristiche Surge Drum	17
Tabella 4: Caratteristiche Pompe di Alta Pressione	17
Tabella 5: Condizioni Operative – Vaporizzatori	17
Tabella 6: Caratteristiche Vaporizzatori	18
Tabella 7: Caratteristiche Trim Heater	19
Tabella 8: Composizione Molare del GNL, PCI e Densità del Liquido	21
Tabella 9: Classificazione delle Sostanze Secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili	21
Tabella 10: Sintesi dei risultati del Metodo a Indici	24
Tabella 11: Incidenti relativi a impianti GNL	26
Tabella 12: Incidenti relativi a navi metaniere	33
Tabella 13: Stazione Meteorologica Capo Frasca, Temperature Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000) (rif. No. [1])	35
Tabella 14: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali ('/..)	36
Tabella 15: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia	40
Tabella 16: Eventi Incidentali Individuati	41
Tabella 17: Scenari incidentali della classe di probabilità < 1.00E-06 ev/anno e categorie territoriali compatibili	43
Tabella 18: Scenari incidentali della classe di probabilità tra 1.00E-06 ev/anno e 1.0E-04 ev/anno e categorie territoriali compatibili	45
Tabella 19: Scenari incidentali della classe di probabilità tra 1.00E-04 ev/anno e 1.0E-03 ev/anno e categorie territoriali compatibili	45
Tabella 20: Sistemi di rivelazione gas e incendi	52
Tabella 21: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio	60

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1: Serbatoi di Stoccaggio	14
Figura 2: Disposizione dei Vaporizzatori	18
Figura 3: Area di Studio, Caratteristiche Batimetriche e Ubicazione dei Dati di Base	37
Figura 4: Punto ERA_ORI – (1985 – 2014) Rosa Annuale del Vento	38
Figura 5: Fetch Associati all'Area di Studio	39
Figura 6: Rosa Annuale delle Onde al Largo – Punto ERA_ORI	40

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

BOG	Boil Off Gas
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
DCS	Distributed Control System
D.L.vo (D.L.)	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
DWT	Deadweight Tonnage (Tonnellaggio di Portata Lorda)
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shut Down
ESDV	Emergency Shut Down Valve
FB	Full-Bore
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GU	Gazzetta ufficiale
HAZOP	Hazard and Operability Study
MEG	Monoethylene Glycol
MR	Mixed Refrigerant
NFPA	National Fire Protection Association
NOF	Nulla Osta di Fattibilità
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PERC	Powered Emergency Release Coupling
PED	Pressure Equipment Directive
PFD	Process Flow Diagram (Schema di Flusso del Processo)
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram (Schema di Processo Strumentato)
PSV	Pressure Safety Valve
RdS	Rapporto di Sicurezza
RPdS	Rapporto Preliminare di Sicurezza
SDV	Shut Down Valve
s.l.m.m.	Sul Livello Medio del Mare
Sm³	Standard metri cubi
TSV	Thermal Safety Valve
UNI	Ente Nazionale Italiano di Unificazione

INTRODUZIONE

La società IVI Petrolifera S.p.A. ha presentato, a Marzo 2017, un Rapporto Preliminare di Sicurezza ai fini dell'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità (NOF) per un deposito costiero per lo stoccaggio e la distribuzione di Gas Naturale Liquefatto (GNL).

Il progetto prevedeva, in particolare, l'implementazione di una filiera che includeva l'approvvigionamento del GNL tramite navi metaniere, lo stoccaggio in impianto, la successiva distribuzione del prodotto liquido via terra mediante autocisterne e via mare tramite imbarcazioni (bettoline).

L'ubicazione dell'opera a progetto era stata identificata in un'area demaniale del Porto Industriale di Oristano gestita dalla Capitaneria di Porto di Oristano, ovvero dalla Direzione regionale Marittima, oggi in capo all'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna.

A conclusione dell'iter istruttorio, il Comitato Tecnico Regionale (CTR) per la Sardegna ha espresso parere favorevole al rilascio con prescrizioni del NOF (rif. dipvfv.DIR-SAR.REGISTROUFFICIALE.U.0019343.19-10-2017.h.08:01).

A valle del rilascio del NOF, il progetto in esame ha subito alcune modifiche che consistono principalmente in:

- ✓ spostamento dell'area occupata dal Terminale in direzione Est;
- ✓ aggiunta di un impianto di rigassificazione che, ricevendo il GNL dalla sezione di stoccaggio, ne consente la vaporizzazione per la successiva immissione all'interno della rete nazionale tramite condotta dedicata. La porzione destinata alla vaporizzazione ospiterà:
 - le apparecchiature necessarie per la rigassificazione del GNL,
 - i principali servizi ausiliari (generatore azoto, aria compressa), per la distribuzione di gas naturale alla rete gas nazionale.

L'area destinata alla nuova unità di rigassificazione è stata definita in modo da non ricadere all'interno delle aree di effetto degli scenari incidentali conseguenti a eventuali rilasci dalle tubazioni di trasferimento dei prodotti petroliferi dalla banchina all'esistente Deposito di Idrocarburi (anche questo gestito da IVI Petrolifera S.p.A.), garantendo pertanto elevati standard di sicurezza;

- ✓ posizionamento dei serbatoi di stoccaggio in prossimità del lato Sud del perimetro: ciò consentirà di ridurre la lunghezza delle linee che collegano i serbatoi con le pipeline da/verso la banchina presso cui attraccheranno navi metaniere e bettoline e ridurre quindi il rischio connesso a eventuali rilasci accidentali da tali linee;
- ✓ posizionamento delle baie di carico delle autocisterne in corrispondenza della porzione Nord-Ovest dell'area occupata dal terminale: ciò consentirà di ridurre i rischi legati al trasporto interno, essendo questa nuova posizione più prossima alla viabilità locale.

Per quanto riguarda il processo di ricezione, stoccaggio e riliquifazione, già previsti dal precedente progetto, non si segnalano invece variazioni di rilievo.

Anche la capacità di stoccaggio e la modalità di gestione dei serbatoi non varierà rispetto al progetto originario. Infatti lo stoccaggio avverrà all'interno di No. 9 serbatoi di capacità pari a 1000 m³ cadauno. Il volume totale ammissibile sarà tale da permettere, in caso di problemi su un serbatoio, di trasferire il contenuto di un serbatoio verso gli altri. Il volume totale ammissibile sarà quindi pari circa 8000 m³ per i nove serbatoi.

Per effetto delle modifiche apportate al progetto, si rende necessario presentare una nuova richiesta di NOF.

Il presente documento rappresenta il Rapporto Preliminare di Sicurezza, redatto ai sensi dell'art. 16 del D.L.vo No. 105 "Attuazione della Direttiva 2012/18/UE Relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose", pubblicato il 26 Giugno 2015 sulla Gazzetta Ufficiale (Supplemento Ordinario No. 38 della G.U. No. 161 del 14 Luglio 2015)* ai fini dell'ottenimento del NOF.

Al presente rapporto è allegata la documentazione progettuale aggiornata, che tiene conto delle modifiche precedentemente descritte. Il Gestore prenderà inoltre atto, in fase di ingegneria di dettaglio, delle prescrizioni emesse dal CTR contestualmente al rilascio del NOF al progetto originario, insieme con eventuali altre prescrizioni che dovessero essere emesse dal CTR a conclusione dell'istruttoria di valutazione del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza.

* Vedi lista referenze alla fine del testo.

A. DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

Il Terminale di ri-gassificazione è progettato per uno stoccaggio volumetrico di circa 9,000 m³ di GNL tramite l'impiego di No. 9 serbatoi criogenici da 1,000 m³ lordi ciascuno. Le procedure operative prevedranno che il volume totale stoccato nei serbatoi sia tale da consentire il travaso di un serbatoio negli altri, al fine di poter gestire situazioni di emergenza su uno dei nove serbatoi. Il volume massimo di GNL che potrà quindi essere stoccato all'interno dei nove serbatoi sarà pari a circa 8,000 m³.

Il Terminale sarà approvvigionato mediante navi gasiere di piccola taglia, di capacità compresa tra 4,000 e 5,000 m³.

La quantità annua movimentata sarà pari a un massimo di 60,000 m³ di GNL.

La distribuzione del GNL potrà essere effettuata mediante autocisterne di capacità di circa 50 m³ e mediante bettoline di capacità pari a 500 m³.

Per quanto riguarda la distribuzione di gas naturale alla rete nazionale, la capacità richiesta è di 100 m³/h di GNL rigassificato, corrispondente a una produzione di circa 60,000 Sm³/h di gas.

Il progetto prevede, nel suo complesso, la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a consentire:

- ✓ il trasferimento del GNL dalle metaniere ai serbatoi di stoccaggio, attraverso i bracci di carico e le relative linee di collegamento;
- ✓ lo stoccaggio del GNL, mediante serbatoi orizzontali fuori terra;
- ✓ la distribuzione del GNL attraverso operazioni di caricamento su bettoline e autocisterne;
- ✓ la distribuzione di gas naturale alla rete nazionale.

A.1 DATI GENERALI

A.1.1 Nominativo, codice fiscale e indirizzo (sede legale) del Gestore

Società promotrice del progetto è IVI Petrolifera S.p.A., una società che da oltre 30 anni opera in Sardegna nel settore energetico con attività di lavorazione, stoccaggio e distribuzione di prodotti chimici e petroliferi supportata e avvantaggiata dalla posizione strategica nel cuore del Mediterraneo. La società ha esperienza tecnica e commerciale anche nel settore dei prodotti bituminosi e delle pavimentazioni stradali. IVI offre anche un servizio che comprende la notifica alle Pubbliche Autorità fino all'accertamento finale dell'avvenuta bonifica attraverso il Piano della Caratterizzazione, indagine, analisi di rischio, progettazione ed esecuzione della bonifica.

IVI Petrolifera ha sede presso Via Maddalena No. 56, 09124 Cagliari, ha Partita IVA 02764960924 e ha un capitale sociale di € 10,000,000 €.

IVI Petrolifera è gestore del Deposito Costiero di idrocarburi che si trova in Via Marongiu, Località Cirras a Santa Giusta in provincia di Oristano CAP 09096).

Come per il Deposito Costiero, il gestore del nuovo stabilimento sarà la Sig.ra Virginia Devalle e il direttore dello stabilimento sarà il Sig. Andrea Zonchello.

A.1.2 Denominazione e ubicazione dello Stabilimento. Direttori responsabili

L'impianto oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è denominato "Impianto di Stoccaggio, Rigassificazione e Distribuzione GNL nel Porto di Oristano – Santa Giusta".

L'area scelta per l'installazione dell'impianto ricade all'interno della zona industriale e portuale di Oristano-Santa Giusta, in una zona compresa nel perimetro di competenza del Consorzio Industriale Provinciale Oristanese (CIPOR), più precisamente nell'Agglomerato Centrale del Consorzio Industriale nel versante a Ovest al confine con l'area demaniale e l'area portuale, in un'area di 30 000 mq.

Tale area è individuabile mediante le seguenti coordinate geografiche:

- ✓ latitudine : 39°86'76" N
- ✓ longitudine : 8°54'78" E

Il Terminale di rigassificazione sarà concettualmente suddiviso nelle aree funzionali di seguito elencate:

- ✓ area di attracco e trasferimento del GNL, che comprende le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline, già attualmente esistenti, e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento, durante lo scarico delle metaniere e il carico delle bettoline;
- ✓ area di deposito del GNL, che comprende i serbatoi di stoccaggio e tutti i dispositivi accessori e ausiliari necessari alla loro corretta gestione, nonché la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto e il generatore diesel di emergenza;
- ✓ area di carico delle autocisterne, che comprende le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- ✓ area di rigassificazione, che comprende le pompe ad alta pressione per rilanciare il GNL fino ai vaporizzatori e i sistemi di misurazione del gas naturale da inviare alla rete nazionale.

L'impianto includerà anche una rete di viabilità interna.

In Allegato A.1.2 al presente documento si riporta la planimetria dei confini dello stabilimento corredata dall'indicazione delle unità principali di cui lo stabilimento è composto.

A.1.3 Responsabile della progettazione

La progettazione di base della sezione di stoccaggio e distribuzione del Terminale Costiero di GNL nel Porto di Oristano è a cura della Società Wärtsilä Finland Oy con sede in Finlandia, in Puotikuja 1 – 65380, Vaasa.

Wärtsilä è una società leader globale in tecnologie avanzate e soluzioni complete per il mercato navale e dell'energia. Wärtsilä ha approssimativamente 18800 dipendenti in oltre 70 paesi del mondo (dati 2015).

La progettazione di base della sezione di rigassificazione del Terminale Costiero di GNL nel Porto di Oristano è a cura della Società RINA Consulting S.p.A., appartenente al Gruppo RINA, con sede legale in Italia, a Genova, in Via San Nazaro No. 19.

RINA Consulting è il ramo di consulenza di ingegneria del gruppo RINA. RINA fornisce servizi di consulenza, di ingegneria e di testing, ispezione e certificazione.

RINA Consulting è il risultato di un'integrazione di numerose compagnie internazionali che include D'Appolonia, Centro Sviluppo Materiali, Edif ERA (ERA Technology), G.E.T., Logmarin Advisors, OST Energy, Polaris, SC Sembenelli Consulting e Seatech.

RINA Consulting eredita una larga gamma di esperienze e competenze della consulenza di ingegneria sotto un'unica organizzazione.

La società, che opera nei mercati dell'energia, dei trasporti e delle infrastrutture, dell'industria e a supporto degli investitori, fornisce una vasta gamma di servizi, quali studi di fattibilità e specialistici, progettazione preliminare ed esecutiva, project management, ingegneria di sito e ingegneria dell'Operation & Maintenance di impianti e sistemi. Le capacità tecniche di RINA Consulting coprono tutti gli aspetti legati all'ambiente, alla salute e alla sicurezza, alle geoscienze e all'innovazione.

RINA Consulting ha uno staff di circa 1700 tra ingegneri e professionisti, distribuiti in 20 uffici operativi in tutto il mondo.

In Allegato A.1.3 è riportata una nota relativa all'esperienza di Wärtsilä e di RINA Consulting nel settore del GNL.

A.1.4 Responsabile della stesura del Rapporto di Sicurezza

Il presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è stato elaborato dalla Società RINA Consulting S.p.A.

Responsabile della redazione del presente documento è l'Ing. Giovanni Uguccione, responsabile tecnico dell'area Risk and Safety Engineering della Società RINA Consulting con sede in Via San Nazaro No. 19, 16145, Genova.

In Allegato A.1.4 al presente documento è riportato il Curriculum Vitae dell'Ing. Giovanni Uguccione.

All'elaborazione del documento hanno partecipato gli Ingg. Marco Gattuso, Margherita Derchi e Umberto Parodi.

A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO

L'area prevista per l'ubicazione del Terminale è situata in contiguità all'esistente Deposito Oli Minerali di proprietà di IVI Petrolifera, ad alcune centinaia di metri dal molo e della banchina di sottoflutto che si affacciano sull'avamposto; il Terminale occupa una superficie a terra di poco meno di 4 ettari. La zona d'impianto sarà localizzata a una distanza di circa 50 m dal Deposito Oli esistente gestito da IVI Petrolifera S.p.A.

Per l'ormeggio delle navi gasiere e delle bettoline sarà utilizzata l'esistente banchina a servizio del Deposito Oli. La zona di ormeggio presenta una lunghezza complessiva di circa 190 m.

Lo specchio acqueo antistante presenta una profondità media di 11.5 m rispetto al livello medio del mare (s.l.m.m.).

A.2.1 Corografia della zona

In Allegato A.2.1 è riportata la Corografia della Zona interessata in scala 1:25,000 sulla quale è indicato un raggio di 2 km attorno al punto dove sorgerà l'impianto la presenza di scuole, ospedali, linee e stazioni ferroviarie, aeroporti, insediamenti industriali.

Si riporta inoltre allo stesso allegato un estratto della Carta Nautica per l'area di interesse.

A.2.2 Posizione dello stabilimento

Si riporta in Allegato A.2.2 la posizione dell'impianto su una mappa in scala 1:5,000 riportante la località che rappresenta la zona circostante il Terminale con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

A.2.3 Piante e sezioni dell'impianto

In Allegato A.2.3 è riportata la planimetria dell'impianto in scala 1:500, con l'indicazione della localizzazione delle principali apparecchiature, tra cui quelle che contengono le sostanze di cui all'Allegato 1 al D.L.vo 105/15 (in questo caso, GNL e gasolio per il generatore di emergenza).

B. INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO

B.1 POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

Il Gestore si impegna a emettere specifica Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, PPIR, e a organizzare un Sistema di Gestione della Sicurezza che sia proporzionato ai pericoli, alle attività industriali e alla complessità dell'organizzazione nello stabilimento e basato sulla valutazione dei rischi. Il sistema integrerà la parte del sistema di gestione generale che comprende struttura organizzativa, responsabilità, prassi, procedure, procedimenti e risorse per la determinazione e l'attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza tratterà i seguenti aspetti:

- i. organizzazione e personale: ruoli e responsabilità del personale addetto alla gestione dei pericoli di incidente rilevante a ogni livello dell'organizzazione, unitamente alle misure adottate per sensibilizzare sulla necessità di un continuo miglioramento. Identificazione delle necessità in materia di formazione del personale e relativa attuazione; coinvolgimento dei dipendenti e del personale di imprese subappaltatrici che lavoreranno nello stabilimento e che dovesse essere rilevanti sotto il profilo della sicurezza;
- ii. identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti: adozione e applicazione di procedure per l'identificazione sistematica dei pericoli rilevanti derivanti dall'attività normale o anomala comprese, se necessario, le attività subappaltate e valutazione della relativa probabilità e gravità;
- iii. controllo operativo: adozione e applicazione di procedure e istruzioni per il funzionamento in condizioni di sicurezza, inclusa la manutenzione dell'impianto, dei processi e delle apparecchiature e per la gestione degli allarmi e le fermate temporanee; tenendo conto delle informazioni disponibili sulle migliori pratiche in materia di monitoraggio e controllo al fine di ridurre il rischio di malfunzionamento del sistema; monitoraggio e controllo dei rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature installate nello stabilimento e alla corrosione; inventario delle attrezzature dello stabilimento, strategia e metodologia per il monitoraggio e il controllo delle condizioni delle attrezzature; adeguate azioni di follow-up e contromisure necessarie;
- iv. gestione delle modifiche: adozione e applicazione di procedure per la programmazione di modifiche da apportare agli impianti, ai processi o ai depositi o per la progettazione di nuovi impianti, processi o depositi;
- v. pianificazione di emergenza: adozione e applicazione di procedure per identificare le emergenze prevedibili tramite un'analisi sistematica e per elaborare, sperimentare e riesaminare i piani di emergenza per poter far fronte a tali emergenze, e impartire una formazione ad hoc al personale interessato. Tale formazione riguarderà tutto il personale che lavorerà nello stabilimento, compreso il personale interessato di imprese subappaltatrici;
- vi. controllo delle prestazioni: adozione e applicazione di procedure per la valutazione costante dell'osservanza degli obiettivi fissati nella PPIR e nel sistema di gestione della sicurezza adottati nonché di meccanismi per la sorveglianza e l'adozione di azioni correttive in caso di inosservanza. Le procedure comprenderanno il sistema di notifica in caso di incidenti rilevanti o di quasi incidenti, soprattutto se dovuti a carenze delle misure di protezione, la loro analisi e le azioni conseguenti intraprese sulla base dell'esperienza acquisita. Le procedure potranno includere indicatori di prestazione, come indicatori di prestazione in materia di sicurezza e altri indicatori pertinenti;
- vii. controllo e revisione: adozione e applicazione di procedure relative alla valutazione periodica e sistematica della PPIR e all'efficacia e all'adeguatezza del sistema di gestione della sicurezza; revisione documentata, e relativo aggiornamento, dell'efficacia della politica in questione e del sistema di gestione della sicurezza da parte della direzione, compresa la presa in considerazione e l'eventuale integrazione delle modifiche indicate dall'audit e dalla revisione.

B.2 STRUTTURA ORGANIZZATIVA

B.2.1 Grafico dell'organizzazione

L'organigramma sarà sviluppato in fase di progettazione successiva.

Si anticipa che saranno impiegati un numero di circa 10 persone su due turni. L'impianto sarà presidiato da guardiania anche nelle ore notturne.

Durante le ore notturne, il sistema automatico di blocco in emergenza (ESD) garantisce la messa in sicurezza dell'impianto. Il sistema sarà integrato con un sistema che segnalerà eventuali allarmi o emergenze sui telefoni cellulari del personale reperibile, che in caso di necessità potrà contattare i Vigili del Fuoco e si recherà in loco.

B.2.2 Programmi di informazione, formazione e addestramento

Sia il personale direttivo che le maestranze saranno periodicamente impegnate in corsi di formazione. Il personale direttivo sarà sottoposto a formazione per lo sviluppo delle capacità manageriali sia per gli aspetti tecnici gestionali che di sicurezza e ambiente. Le maestranze addette agli impianti e alla manutenzione parteciperanno ad attività di formazione sia all'atto dell'assunzione, sia durante lo svolgimento delle attività assegnate, partecipando a corsi di formazione e addestramento teorico-pratici come previsto dalla normativa vigente, D.L.vo 81/2008 e s.m.i e D.Lvo 105/15. I corsi avranno lo scopo di approfondire gli aspetti operativi, le conoscenze normative e le basi teoriche di più frequente applicazione nell'attività operativa, con particolare attenzione agli aspetti di Prevenzione Sicurezza e Igiene Ambientale, gestione dei grandi rischi e situazioni di emergenza.

B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E TECNOLOGIA DI BASE

Il progetto in esame consiste nella realizzazione di un Terminale per la ricezione del GNL via nave. Il prodotto stoccato nel Terminale sarà in parte ridistribuito allo stato liquido per mezzo di bettoline e autocisterne e in parte ri-gassificato e venduto alla rete nazionale.

B.3.1 Descrizione delle attività

Il Terminale risulta soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo No. 105 del 26 Giugno 2015, in quanto nell'ambito del impianto a terra si realizzerà lo stoccaggio di GNL fino a un massimo di 8,000 Sm³ considerando gli inventory di tubazioni e apparecchiature e una densità del GNL di circa 460 kg/m³, la quantità massima di Gas Naturale Liquefatto sarà di circa 3700 tonnellate.

Al Terminale saranno inoltre presenti:

- ✓ quantità contenute di gasolio per l'alimentazione del generatore diesel di emergenza;
- ✓ quantità contenute di MR (Mixed Refrigerant) miscela di idrocarburi assimilabili all'Etano utilizzata per la re-liquefazione del BOG;
- ✓ quantità contenute di Glicole Mono Etilenico (MEG), utilizzata per la re-liquefazione del BOG;
- ✓ quantità contenute di Ammoniaca, utilizzata per la re-liquefazione del BOG.

Sarà presente azoto necessario per l'inertizzazione e lo spiazzamento di componenti e/o sistemi di impianto.

B.3.2 Tecnologia di base

L'impianto è progettato in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1473, recepita dalla norma italiana UNI EN 1473 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) Progettazione delle Installazioni a Terra".

I sistemi di scarico alla piattaforma sono progettati in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1474 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico/Scarico" e alla EN 1532 "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto – Interfaccia Terra-Nave."

In Allegato B.3.2 si allega un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per il progetto del Terminale di GNL.

B.3.3 Schema a blocchi e schema di processo

L'impianto riceverà GNL da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto alla banchina di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi criogenici di stoccaggio.

Il gas vaporizzato dal GNL (Boil-Off Gas, BOG) sarà gestito in due modi distinti.

Le caratteristiche dei serbatoi, in grado di operare con alta pressione, permettono il contenimento del BOG lasciando che la pressione interna di saturazione e le temperature associate crescano fino alla successiva fornitura di GNL. La pressione e la temperatura all'interno del serbatoio sono relativamente alte se comparate con il GNL che viene approvvigionato all'impianto mediante Metaniera. Il GNL scaricato da una metaniera si miscela con quello nel serbatoio condensando il BOG, portando il GNL a una temperatura e pressione più basse. Questo processo di gestione si basa sulla fornitura periodica di GNL che riequilibra il GNL nei serbatoi in modo da ridurre/non produrre BOG. Se la fornitura di nuovo GNL non dovesse avvenire per lungo tempo, potrebbe

verificarsi la necessità di utilizzare l'impianto di re-liquefazione. Quando la pressione dei serbatoi si approssimerà alla pressione di progetto, l'impianto di re-liquefazione si attiverà e preleverà il BOG dalla parte superiore dei serbatoi e lo invierà a uno scambiatore di calore criogenico a piastre alettate che condenserà il vapore in liquido e lo invierà in forma liquida ai serbatoi. Questo processo consente di controllare la pressione dei serbatoi a tempo indeterminato, in caso di anomalia nel sistema il BOG verrà scaricato in sicurezza a torcia tramite l'attivazione di valvole di scarico sovrappressione (PSV).

In condizioni normali operative non si avrà invio di gas a torcia.

L'impianto sarà dotato di un'area di carico autocisterne tramite le quali il GNL immagazzinato verrà distribuito via gomma. Sarà inoltre prevista la distribuzione di GNL tramite bettoline di piccola taglia (500 m³).

Un'area dell'impianto sarà dedicata all'impianto di ri-gassificazione del GNL, da inviare alla rete gas nazionale. La capacità di ri-gassificazione dell'impianto è di circa 60,000 Nm³/ora di gas (circa 100 m³/ora di GNL).

Gli schemi di processo dell'impianto sono riportati in Allegato B.3.3, insieme con gli schemi di processo completi della strumentazione di controllo (P&IDs).

Nei paragrafi che seguono si descrivono le Unità principali dell'impianto:

- ✓ scarico e trasferimento GNL;
- ✓ serbatoi di stoccaggio GNL;
- ✓ sistema di distribuzione GNL;
- ✓ sistema di gestione del BOG;
- ✓ sistema di distribuzione del GNL;
- ✓ impianto di rigassificazione;
- ✓ sistema torcia di emergenza.

B.3.3.1 Scarico e Trasferimento del GNL

Il GNL sarà trasportato tramite navi gasiere o metaniere aventi caratteristiche analoghe a quelle attualmente esistenti di capacità di trasporto tipicamente tra i 4,000 e i 5,000 m³. Le navi saranno ormeggiate e scaricate in corrispondenza di un'area di accosto che si trova su un pontile esistente, attualmente utilizzato per lo scarico di prodotti petroliferi che saranno stoccati al Deposito Costiero di Oli di IVI Petrolifera e che continueranno a essere scaricati al pontile. Il traffico delle navi metaniere previsto prevede l'arrivo di 12 navi ogni anno.

Piattaforma di Scarico GNL

Le navi gasiere attraccheranno a un pontile mono-ormeggio. La piattaforma di ormeggio offre un pescaggio di 11.5 m, ed è abilitata per navi di 50000 DWT, con lunghezza fino a 190 m, il pontile è protetto da una diga foranea. Il prodotto è scaricato e inviato ai nove (9) serbatoi di stoccaggio dell'impianto.

Una volta assicurato l'ormeggio della nave e stabilite le comunicazioni con lo stabilimento, potranno iniziare le procedure di scarico del GNL con la connessione del braccio di carico ubicato in corrispondenza dell'accosto ed effettuate le relative prove di tenuta. Il braccio di carico consentirà il collegamento della linea del GNL di diametro 200 mm.

Il trasferimento del GNL, in particolare, sarà effettuato tramite un braccio di carico per la fase liquida caratterizzato da un diametro di 8 pollici.

Saranno ammesse allo scarico unicamente metaniere che non necessitino di un braccio di ritorno vapori, in quanto dotate di un sistema interno di gestione della pressione dei serbatoi. Per tali ragioni non è necessario un braccio di ritorno vapori sulla banchina.

Il pontile ospita tutte le attrezzature dedicate alle operazioni di scarico e tutte le attrezzature necessarie a garantirne l'operatività in completa sicurezza, quali impianti di rivelazione incendio e intercettazione/blocco di emergenza (Emergency Shut Down System).

Braccio di Carico

Lo standard Europeo EN 1474 specifica la progettazione, i requisiti di sicurezza e le procedure di ispezione e prova per i bracci di trasferimento di GNL da utilizzarsi nei terminali di tipo convenzionale a terra e per la sicurezza delle operazioni di trasferimento tra nave gasiera e impianto a terra.

La seguente tabella riporta le caratteristiche tecniche principali dei bracci di carico:

Tabella 1: Dati Caratteristici dei Bracci di Carico

Caratteristica	Unità di misura	Dati
Portata GNL di Progetto	m ³ /ora	450.00
Pressione di Progetto	barg	16

I bracci di carico saranno completi di un sistema idraulico comune per la connessione o disconnessione rapida, la movimentazione dei bracci stessi, il monitoraggio della posizione di ciascun braccio e di un sistema di sganciamento di emergenza (ERS, *Emergency Release System*) dotato di valvole PERC (*Powered Emergency Release Coupling*) di sgancio rapido.

Trasferimento ai Serbatoi di Stoccaggio GNL

Le linee GNL di collegamento tra la banchina e l'impianto saranno posizionate all'interno del corridoio tubi già attualmente esistente e in cui trovano alloggio le linee di scarico dei prodotti petroliferi a servizio del Deposito IVI Petrolifera.

Il supporto dei tubi esistenti saranno estesi in base alle necessità di installazione delle nuove condotte GNL.

La principale condotta di trasferimento del GNL ai serbatoi avrà diametro 200 mm (pari a circa 8") e scorrerà al fianco di oleodotti dedicati a ciascuna tipologia di prodotto in arrivo al Deposito Costiero esistente, che come già detto, utilizza la medesima piattaforma di scarico per l'approvvigionamento dei prodotti petroliferi che movimentata.

B.3.3.2 Serbatoi di Stoccaggio GNL

Il GNL è stoccato in No. 9 serbatoi in pressione cilindrici orizzontali, di capacità utile di circa 1,000 m³ ciascuno.

I serbatoi del tipo cilindrico orizzontale, saranno installati fuori terra e saranno del tipo a doppio contenimento totale, ciascuno composto da un serbatoio esterno e uno interno entrambi in acciaio inossidabile criogenico.

La distanza tra due serbatoi è pari alla metà del diametro del serbatoio stesso, come indicato dalla Normativa EN 1473:2016, che indica in tale valore la minima distanza tra due serbatoi criogenici di stoccaggio (paragrafo 13.1.2 a pagina 70).

La Tabella seguente riassume le principali caratteristiche strutturali dei serbatoi che verranno adottati:

Tabella 2: Dimensioni e Ingombro Serbatoi di Stoccaggio

Caratteristica	Unità di misura	Dati
Diametro esterno	m	6
Lunghezza totale (cilindro esterno)	m	53.0

Il serbatoio a contenimento totale garantisce, grazie alla presenza di due contenitori separati e indipendenti, il totale contenimento di eventuali sversamenti di liquido dal primo serbatoio o serbatoio più interno verso l'esterno garantendo che non ci siano rilasci nell'ambiente esterno. Un'eventuale fuoriuscita di GNL dal serbatoio interno, non comprometterà l'integrità del serbatoio esterno grazie alla proprietà dell'acciaio utilizzato di resistere alle basse temperature alle quali è stoccato il GNL.

I serbatoi hanno una pressione di progetto di 8 barg + Full Vacuum, e una pressione operativa variabile tra 1 e 7 barg.

I serbatoi sono realizzati in modo da limitare il flusso termico dall'esterno attraverso un isolamento termico realizzato mediante l'uso congiunto di materiale isolante (perlite espansa) e condizioni di vuoto tra i due serbatoi di contenimento.

I serbatoi di stoccaggio del GNL avranno una resistenza al fuoco pari a 90 minuti, ottenuta tramite una combinazione di sistema di protezione attiva e passiva antincendio.

Si riporta nel seguito una figura rappresentativa dei serbatoi previsti.

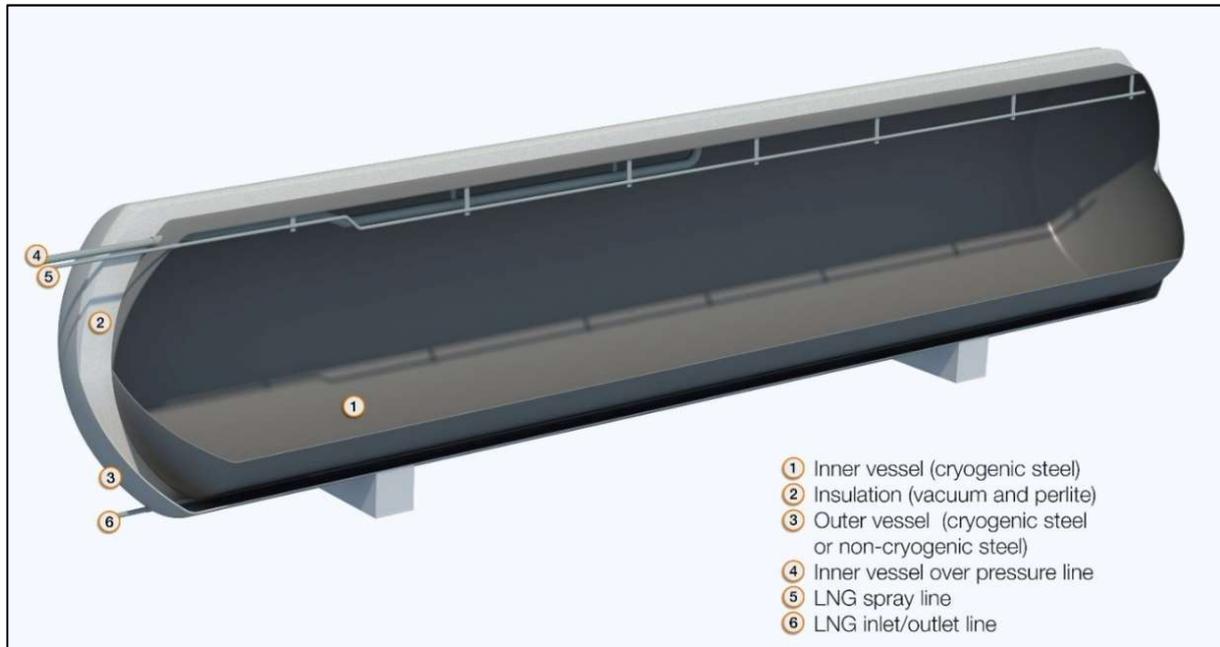


Figura 1: Serbatoi di Stoccaggio

I serbatoi saranno accessibili tramite una piattaforma rialzata che permetterà di raggiungere la parte laterale dei serbatoi nella quale saranno posizionate le indicazioni locali da strumentazione e da controllo di processo e sicurezza. Si evidenzia che le connessioni presenti sui serbatoi saranno installate sia sulla parte alta che sulla parte bassa dei serbatoi e che il doppio contenimento totale sarà mantenuto dal serbatoio fino alla prima valvola di intercettazione di ogni connessione.

Nel progetto in oggetto vengono utilizzati serbatoi criogenici in pressione a doppio contenimento con isolamento a vuoto, la cui progettazione sarà in accordo allo standard BS EN 13458 che è applicabile a serbatoi aventi una pressione interna superiore a 500 mbar. Tale norma non richiede la presenza di connessioni solo dall'alto (come previsto invece dalla norma EN 1473 per serbatoi di tipo atmosferico a fondo piatto).

La soluzione progettuale adottata è in accordo con la norma BS EN 13458 e prevede connessioni anche sulla parte bassa dei serbatoi, evidenziando però che il doppio contenimento totale sarà mantenuto dal serbatoio fino alla prima valvola di intercettazione di ogni connessione.

B.3.3.3 Sistema di gestione del BOG

Le caratteristiche dei serbatoi, in grado di operare con alta pressione, permettono il contenimento del BOG lasciando che la pressione interna di saturazione e le temperature associate aumentino fino alla successiva fornitura di GNL e comunque fino al valore di set previsto per la gestione del BOG.

La pressione e la temperatura all'interno del serbatoio sono relativamente alte, se comparate con il GNL che viene approvvigionato ai serbatoi mediante metaniera. Il GNL scaricato da una metaniera si miscela con quello nel serbatoio condensando il BOG e portando il GNL a temperatura e pressione più basse. Questo processo di gestione si basa sulla fornitura periodica di GNL che riequilibra il prodotto nei serbatoi in modo da ridurre/non produrre BOG. Se la fornitura di nuovo GNL non dovesse avvenire per tempo, e se questo dovesse portare la pressione a un valore di set (da definirsi in fase di progettazione successiva), si attiverà l'impianto di re-liquefazione.

Quando la pressione dei serbatoi si approssimerà alla pressione di set, l'impianto di re-liquefazione si attiverà e preleverà il BOG dalla parte superiore dei serbatoi e lo invierà a uno scambiatore di calore criogenico a piastre

alettate, che condenserà il vapore in liquido e lo restituirà in forma liquida ai serbatoi di stoccaggio GNL. Questo processo consente di controllare la pressione dei serbatoi a tempo indeterminato.

La re-liquefazione del BOG avviene a circa 7 bar all'interno dello scambiatore di calore criogenico. Il compito di refrigerare viene effettuato dal modulo denominato MR (Mixed Refrigerant) utilizzando un compressore a vite a iniezione d'olio. Il calore assorbito dalla condensazione del BOG e dai motori elettrici è rimosso dal modulo di preraffreddamento dove una miscela di acqua e glicole rimuove il calore in eccesso. Il modulo di preraffreddamento assicura che l'unità di condensazione operi a temperatura costante sia sul lato MR che sul lato BOG, prescindendo dalle condizioni ambientali esterne.

Il calore nell'unità di pre-raffreddamento è rimosso tramite un condensatore raffreddato ad aria allo scopo di evitare l'impiego di acqua.

L'impianto è progettato per gestire automaticamente una variazione del BOG tra il 25% e il 100% della portata di progetto, così da poter reagire rapidamente a variazioni della quantità di BOG da condensare.

B.3.3.4 Sistema di distribuzione del GNL

Carico alle Bettoline

Il carico del GNL alle bettoline avverrà tramite il funzionamento di No. 3 (tre) pompe di rilancio.

Le pompe di rilancio aspireranno dai serbatoi e, durante la marcia normale, invieranno il GNL alla bettolina utilizzando in contro-flusso la stessa linea di scarico della metaniera.

Le pompe di carico GNL saranno centrifughe di tipo sommerso multistadio. In condizioni di marcia normale le tre pompe saranno tutte operative, dimensionate in configurazione 3 al 33% sulla massima capacità di carico delle bettoline ossia 255 m³/ora.

Le bettoline saranno approvvigionate attraverso una manichetta che permetterà una grande flessibilità di carico, consentendo di approvvigionare diverse tipologie di bettoline.

Esiste tuttavia la possibilità di utilizzare anche il braccio di carico presente in banchina (normalmente utilizzato per lo scarico delle metaniere) per tutte le bettoline di dimensioni compatibili con il braccio stesso.

Al fine di consentire un funzionamento sicuro durante le operazioni di carico, la stazione di carico della bettolina è dotata di:

- ✓ manichette per il trasferimento del GNL;
- ✓ raccordo del flessibile con attacco rapido e raccordi di distacco manuale;
- ✓ valvola a doppio blocco e sfiato per l'isolamento manuale;
- ✓ valvola on/off automatica;
- ✓ valvola di regolazione per controllare il flusso;
- ✓ sensore di misura della temperatura, adeguatamente installato in banchina per rilevare perdite di GNL;
- ✓ flussometro e totalizzatore per la misura fiscale;
- ✓ trasmettitori di temperatura e pressione;
- ✓ valvola di spurgo azoto;
- ✓ rilevatori di incendi e gas;
- ✓ pulsante di arresto di emergenza operazione di carico;
- ✓ luci di segnalazione.

Per il caricamento delle bettoline sarà prevista la possibilità di inversione del flusso (reverse flow) della linea di scarico GNL.

Carico delle Autocisterne

Saranno previste No. 2 (due) baie di carico GNL su autocisterne. Le baie saranno alimentate da una delle tre pompe di trasferimento GNL e saranno costituite da:

- ✓ un sistema di regolazione della portata di carico GNL e gestione BOG autocisterna;
- ✓ un sistema di misura del BOG;

- ✓ bracci di carico sia per la fase liquida (trasferimento del GNL alle autocisterne) che per la fase gassosa (trasferimento BOG ai serbatoi), dotate di sistema di rilascio di emergenza PERC (“Powered Emergency Release Coupling”).

La pompa utilizzata ha una portata nominale di circa 86 m³/ora e una prevalenza di 200 m, garantendo in tal modo di alimentare le due baie con circa 43 m³/ora di GNL ciascuna.

Le due linee alimentate dalla pompa di trasferimento saranno dotate di:

- ✓ bracci di carico;
- ✓ valvola di sfiato e doppio blocco per isolamento manuale della linea;
- ✓ valvola on/off automatica;
- ✓ valvola di controllo con regolatore di flusso;
- ✓ misuratore di portata per il controllo del flusso;
- ✓ misuratori e trasmettitori di temperatura e pressione;
- ✓ valvola per lo spiazzamento con azoto;
- ✓ sistemi di messa a terra da collegare alle autocisterne durante il trasferimento del GNL, questo sistema sarà in grado di diagnosticare se l'autocisterna è correttamente messa a terra.

Le pensiline saranno dotate di sistema di rivelazione di fiamma e gas e di pulsanti per l'attivazione manuale dell'emergenza.

Sulla linea comune di trasferimento GNL sarà posto un punto di campionamento del gas. La linea di campionamento sarà collegata a un gascromatografo.

Verrà installato nella zona di carico autocisterne un pannello di controllo, attraverso il quale l'operatore potrà controllare l'intera operazione di caricamento, compresi l'avvio e l'arresto dell'operazione stessa.

In ogni baia di carico sarà installato un misuratore di temperatura (rilevatore del freddo) a terra per rilevare eventuali perdite di prodotto durante il carico delle autocisterne. Lo strumento verrà posizionato nella zona dove si prevede si possa formare una pozza di GNL durante il carico in caso di sversamento accidentale.

B.3.3.5 Sistema di rigassificazione

L'unità di rigassificazione proposta necessiterà, per il proprio funzionamento, dell'installazione di una serie di apparecchiature. In particolare, saranno installati:

- ✓ No. 2 pompe di bassa pressione, collegate in aspirazione ai serbatoi di stoccaggio del GNL;
- ✓ No. 1 serbatoio di accumulo del GNL (surge drum);
- ✓ No. 12 (6+6) vaporizzatori ad aria a circolazione forzata;
- ✓ No. 3 pompe di rilancio di alta pressione;
- ✓ sistemi ausiliari.

La scelta della tipologia di vaporizzatori è ricaduta sulle unità ad aria a circolazione forzata (Forced Draft Air Vaporizers) che presentano i seguenti vantaggi rispetto ad altre soluzioni attualmente disponibili:

- ✓ la minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sia per quanto riguarda gli scarichi idrici, sia per le emissioni in atmosfera;
- ✓ la soluzione a “Circolazione Forzata” è inoltre in grado di trattare la portata di GNL richiesta, pari a 100 m³/h, troppo elevata per vaporizzatori ad aria a circolazione naturale.

La capacità richiesta di 100 m³/h di GNL ri-gassificato, corrispondente a una produzione di circa 60,000 Nm³/h di gas naturale, può essere raggiunta attraverso l'uso di No. 6 coppie di vaporizzatori ad aria a ventilazione forzata.

Considerato che con temperature ambientali inferiori a 15°C non può essere garantito il raggiungimento di temperature positive del gas in uscita, un electric trim heater è attualmente previsto per fornire il calore sensibile in modo tale da aumentare la temperatura del gas a temperature superiori ai 3°C.

Analogamente al sistema di correzione dell'indice di Wobbe, può essere concordato con il gestore della rete di trasporto che il riscaldamento del gas sia realizzato nella stazione di connessione alla rete.

Serbatoio di Accumulo (Surge Drum)

É prevista la presenza di un serbatoio verticale (Surge Drum), avente la funzione di garantire la presenza di un battente liquido (hold up) alle pompe di alta pressione anche in caso di interruzione dell'alimentazione di GNL dall'impianto di stoccaggio per un periodo sufficiente per l'intervento dell'operatore.

Un'ulteriore funzione del serbatoio di accumulo è quella di assorbire il Boil Off Gas che può essere prodotto all'interno dell'impianto, in particolare lungo la tubazione criogenica proveniente dall'impianto di stoccaggio, e a causa dell'energia dissipata dalle pompe di mandata del GNL a bassa pressione. Occorre pertanto mantenere il Surge Drum a una pressione leggermente superiore rispetto a quella mantenuta nei serbatoi di stoccaggio.

La pressione di esercizio scelta per il Surge Drum è pari a 8 bar. Il Drum è stato dimensionato con riferimento a una portata massima delle pompe di 100 m³/h e un tempo di shut-down delle pompe di 2 minuti.

Le principali caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 3: Caratteristiche Surge Drum

Parametro	Valore
Tipologia	Cilindrico, Verticale
Diametro	2 m
Lunghezza	5 m

Pompe di Alta Pressione

Il gas naturale prodotto deve essere immesso in rete a una pressione di 75 bar; per questo motivo, occorre installare un set di pompe di alta pressione che rilancino il LNG prima dell'ingresso ai vaporizzatori.

Tali pompe saranno di tipo verticale "canned", multistadio e a motore sommerso; la configurazione prescelta è 3 x 50%, che prevede quindi due pompe sempre in funzione e una di riserva, fornendo al contempo flessibilità e affidabilità alla produzione. Le pompe avranno una prevalenza necessaria a mantenere la pressione richiesta dalla rete (75 bar), vincendo le perdite di carico indotte dal passaggio negli evaporatori e dal passaggio nelle tubazioni, sia in fase liquida che in fase gassosa.

Le principali caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 4: Caratteristiche Pompe di Alta Pressione

Parametro	Valore
Numero pompe	3 (in configurazione 3X50%)
Portata per ogni pompa	50 m ³ /h
Pressione aspirazione	8 barg
Pressione mandata	80 barg
Prevalenza richiesta	1600 m
Rendimento	0.85

Vaporizzatori

Le condizioni operative di riferimento considerate per i vaporizzatori sono presentate nella tabella seguente.

Tabella 5: Condizioni Operative – Vaporizzatori

Parametro	Valore
Portata LNG da rigassificare:	100 m ³ /h
Tipologia Vaporizzatori	Aria a circolazione forzata
No. ventilatori (per unità di vaporizzazione)	4

Parametro	Valore
Pressione di uscita:	75 bar
Treni richiesti:	6+6 (1 operativa, 1 defrosting)
Temperatura di uscita gas	$\geq 5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Minima temperatura ambiente	15°C
Ciclo di funzionamento continuo	8 ore
Perdita di carico	1.5 bar

Una conseguenza relativa all'utilizzo di aria come fluido riscaldante per la vaporizzazione del LNG è la formazione di nebbia; durante il processo di scambio termico, il vapore acqueo presente nell'aria tende a diventare nebbia una volta raffreddato. Questo problema viene amplificato dalla presenza di più unità che lavorano nello stesso momento, pertanto i quantitativi di nebbia che si formano possono essere rilevanti.

Tuttavia, forzando il flusso d'aria convettivo attraverso i ventilatori, la variazione di entalpia (e quindi di temperatura) dell'aria diminuisce, portando alla formazione di una nebbia molto meno densa di quella che si avrebbe in condizioni di ventilazione naturale. I ventilatori resteranno attivi anche durante la fase di defrost.

La disposizione delle unità di rigassificazione seguirà uno schema analogo a quello proposto nella seguente figura.

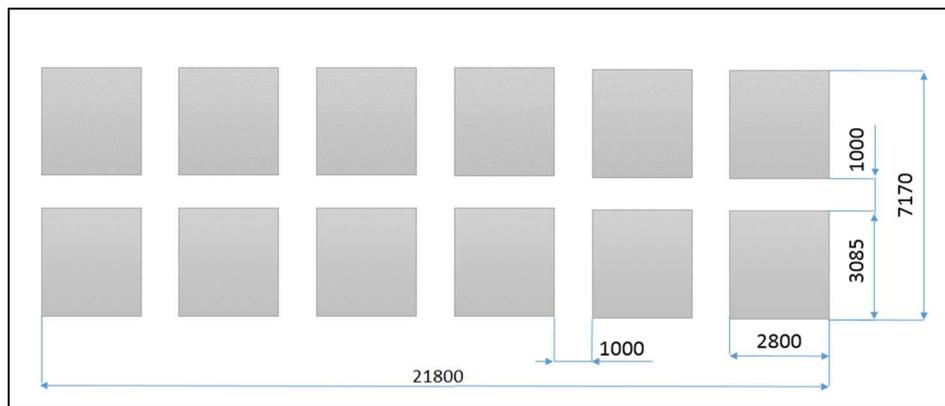


Figura 2: Disposizione dei Vaporizzatori

Di seguito si riportano i principali dati relativi ai vaporizzatori.

Tabella 6: Caratteristiche Vaporizzatori

Parametro	Valore
No. Vaporizzatori:	6+6 (1 operativa, 1 defrosting)
No. ventilatori per unità di vaporizzazione	4
Potenza elettrica per ogni ventilatore	9.5 kW
Potenza elettrica per unità	38 kW
Potenza complessiva richiesta	456 kW

Considerato che con temperature ambientali inferiori a 15°C non può essere garantito il raggiungimento di temperature positive del gas in uscita, è prevista l'installazione di un electric trim heater per fornire il calore sensibile tale da aumentare la temperatura del gas fino ai 3°C . Le principali caratteristiche sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 7: Caratteristiche Trim Heater

Parametro	Valore
Portata massima	100 m ³ /h
Portata massima	12.5 kg/s
Pressione di ingresso	75 bar
Pressione di uscita	75 bar
Temperatura minima ambiente di progetto	0 °C
Temperatura minima ingresso gas	-10 °C
Temperatura di uscita gas	≥ 3 °C
Calore specifico	3.1 KJ/Kg/K
Potenza termica richiesta Trim Heater	530 kW

Correzione Indice di Wobbe

Il sistema di correzione del gas ha lo scopo di mantenere l'indice di Wobbe del gas inviato in rete a valori inferiori a 52.33 MJ/Sm³, così come stabilito dalle specifiche di qualità finalizzate a massimizzarne l'interscambiabilità.

La correzione viene effettuata mediante addizione di aria o aria arricchita di azoto, allo scopo di mantenere la concentrazione di ossigeno al di sotto dello 0.6% molare.

In questa fase di progetto, il sistema di correzione dell'indice di Wobbe è stato previsto come parte integrate dell'impianto di rigassificazione; a seguito di successive considerazioni, si potrà valutare se spostare tale sistema all'interno della stazione di collegamento con il gasdotto di trasporto.

Il sistema di misura del gas inviato in rete sarà di tipo non fiscale (se non diversamente concordato con il gestore della rete di trasporto), ed effettuata attraverso misuratori di portata di tipo ultrasonico.

B.3.3.6 Sistema Torcia di Emergenza

L'impianto sarà dotato di un sistema raccolta rilasci collettato a una torcia calda, il sistema è progettato per raccogliere e smaltire in sicurezza gli scarichi provenienti dalla linea di spurgo, dalle valvole limitatrici di pressione e dalle valvole di protezione termica.

Il rilascio di gas attraverso la torcia è atteso esclusivamente durante condizioni di funzionamento anomale e di emergenza, o per la preparazione a interventi di manutenzione.

La torcia è provvista di una fiamma pilota continuamente accesa che permette di innescare la fiaccola ogni qualvolta avvenga un rilascio.

Tutte le linee di vent, di drenaggio, le valvole di sicurezza e di protezione termica dell'impianto sono direttamente o indirettamente connesse al sistema principale di gestione scarico all'atmosfera.

Il sistema sarà composto da:

- ✓ una torcia e un knock out drum (K.O. Drum) per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente;
- ✓ un collettore che raccoglie gli scarichi provenienti dalle apparecchiature dell'impianto;
- ✓ un sistema di drenaggio per la raccolta dei drenaggi provenienti dall'impianto e dalle valvole di protezione termica.

Il KO Drum sarà progettato per contenere raccogliere lo scarico liquido più consistente trascinato nelle condizioni di progetto previste. Sarà installato nelle vicinanze delle torcia e sarà dotato di tutta la strumentazione necessaria.

Il sistema è progettato per raccogliere gli scarichi che per caratteristiche di frequenza, quantità e natura possono essere distinti tra scarichi controllati e di emergenza.

Sono identificati quali scarichi controllati tutti quegli episodi di emissione in torcia collegati a operazioni di manutenzione sulle apparecchiature e sulle linee.

Gli scarichi generati da condizioni operative anomale vengono definiti come di emergenza e includono generalmente i seguenti casi:

- ✓ scarichi provenienti dalle valvole limitatrici di pressione (PSV) e di protezione termica (TSV);
- ✓ eccesso di BOG in caso di alta pressione nei serbatoi del GNL.

La torcia è stata dimensionata in accordo alla norma EN 1473. Il caso dimensionante è il blocco all'uscita di uno dei vaporizzatori. Si prevedono 2 linee separate, una di alta e una di bassa pressione, condotte a una tip comune.

Il sistema è dimensionato per una portata massima pari a 45,000 kg/h; la torcia presenta un'altezza di 36 m ed è stata ubicata in un'area in cui fosse possibile creare un'adeguata area sterile, come indicato nella normativa.

Si evidenzia che il dimensionamento della torcia sarà ulteriormente verificato in fase di progettazione successiva.

B.3.4 Capacità produttiva

L'impianto verrà approvvigionato con circa 60,000 m³ di GNL all'anno. Il progetto prevedrà la predisposizione delle aree e dei punti di connessione ai sistemi necessari per il trasferimento del prodotto rispettivamente su:

- ✓ autocisterne;
- ✓ bettoline.

Per il caricamento delle bettoline sarà prevista la possibilità di inversione del flusso (reverse flow) della linea di scarico GNL. Si prevede di distribuire via mare circa il 20% del GNL approvvigionato all'impianto mentre il restante 80% sarà distribuito via gomma.

L'impianto sarà anche in grado di distribuire gas naturale alla rete di distribuzione nazionale tramite un sistema di ri-gassificazione. La capacità richiesta di 100 m³/ora di LNG ri-gassificato, corrispondente a una produzione di circa 60,000 Nm³/h di gas naturale, può essere raggiunta attraverso l'uso di No. 6 coppie di vaporizzatori ad aria a ventilazione forzata.

B.3.5 Informazioni relative alle sostanze oggetto del Rapporto di Sicurezza

Tra le sostanze riportate in Allegato 1 del D.L.vo 105/15, quelle presenti nell'impianto sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas) Gasolio, Glicole, Ammoniaca e Mixed Refrigerant (assimilabile all'Etano) in piccole quantità.

B.3.5.1 Dati e informazioni sulle singole sostanze

In Allegato I.2 al presente Rapporto è riportata la "Scheda di Sicurezza" del Metano. Sono inoltre riportate, nello stesso allegato, le schede di sicurezza di possibili fornitori di gasolio, etano, glicole e ammoniaca in Italia, a titolo di riferimento. Una volta realizzato l'impianto, in fase di approvvigionamento delle sostanze saranno disponibili le schede di sicurezza specifiche.

Il GNL è una miscela di metano e piccole quantità di altri idrocarburi leggeri che può variare entro limiti definiti, a seconda della provenienza del gas.

Il gas naturale, principalmente costituito da metano (CH₄), è un gas infiammabile non tossico. Il GNL è ottenuto raffreddando il gas naturale a una temperatura inferiore al punto di ebollizione (a pressione atmosferica) di circa -162 °C (-260 °F). Questo processo di liquefazione riduce il volume del gas di un fattore 600, rendendolo uno stato molto più efficiente per lo stoccaggio e il trasporto.

Quando il GNL viene riscaldato e torna allo stato gassoso, è infiammabile in un intervallo di concentrazioni nell'aria tra 5 e 15% circa. Il gas naturale ha un punto di infiammabilità di -187 °C e una temperatura di autoaccensione di circa 650 °C.

È assunta la seguente composizione di riferimento del GNL che verrà approvvigionato al deposito e distribuito. La tabella seguente riporta le caratteristiche e la composizione.

Tabella 8: Composizione Molare del GNL, PCI e Densità del Liquido

Componente	Unità di Misura	GNL
Metano	% mol	92.30
Etano	% mol	6.10
Propano	% mol	1.30
i-Butano	% mol	0.10
n-Butano	% mol	0.10
Azoto	% mol	0.10
Peso molecolare	kg/kmol	17.35
Densità liquido ⁽¹⁾⁽²⁾	kg/m ³	460
Temperatura	°C	-162.00

Note

(1) Alle condizioni di pressione atmosferica standard 1.01 barA.

(2) Il GNL una miscela la cui composizione e, quindi, la cui densità può variare entro limiti definiti a seconda della provenienza del gas. La densità dipende inoltre da pressione e temperatura.

Il componente principale del GNL è il metano (CH₄), del quale, insieme al gasolio e ai fluidi refrigeranti (glicole, ammoniacca e Mixed Refrigerant assimilabile all'etano), si riporta nella tabella sottostante, la classificazione secondo il regolamento 1272/2008/CE.

Tabella 9: Classificazione delle Sostanze Secondo Regolamento 1272/2008/CE e Schede di Sicurezza Disponibili

Numero della Sostanza	Dati di Identificazione Internazionale	Numero CE	Numero CAS	Classificazione		Note
				Codici di Classe e di categoria di pericolo	Codici di indicazioni di pericolo	
601-001-00-4	Metano	200-812-7	74-82-8	Flammable Gas Class 1	H220	(1)
				Press. Gas	--	
649-009-00-7	Gasolio	265-058-3	64741-57-7	Carc. 1B	H350	
				Liquido e vapori infiammabili	H226	
				Può essere letale in caso di ingestione e di penetrazione delle vie respiratorie	H304	
				Provoca irritazione cutanea	H315	
				Nocivo se inalato	H332	
				Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata e ripetuta	H373	
				Tossico per gli organismi acquatici con effetti di lunga durata	H411	

Numero della Sostanza	Dati di Identificazione Internazionale	Numero CE	Numero CAS	Classificazione		Note
				Codici di Classe e di categoria di pericolo	Codici di indicazioni di pericolo	
603-027-00-1	Glicole Etilenico	203-473-3	107-21-1	Nocivo per ingestione		La sostanza è presente in soluzione acquosa
				Può provocare danni agli organi in caso di esposizione prolungata o ripetuta		
007-001-00-5	Ammoniaca	231-635-3	7664-41-7	Contiene gas sotto pressione; può esplodere se riscaldato	H280	
				Gas infiammabile	H221	
				Tossico se inalato	H331	
				Provoca gravi ustioni cutanee e gravi lesioni oculari	H314	
601-002-00-X	Etano	200-814-8	74-84-0	Gas altamente infiammabile	H220	In impianto è presente una miscela di idrocarburi con caratteristiche assimilabili all'etano
				Contiene gas sotto pressione; può esplodere se riscaldato	H280	

Note

(1) Al momento dell'immissione sul mercato i gas vanno classificati «Gas sotto pressione» in uno dei gruppi pertinenti gas compresso, gas liquefatto, gas liquefatto refrigerato o gas dissolto. Il gruppo dipende dallo stato fisico in cui il gas è confezionato e pertanto va attribuito caso per caso.

B.3.5.2 Fasi dell'attività in cui le sostanze oggetto del Rapporto di Sicurezza possono intervenire

Il GNL (Gas Naturale Liquefatto) è approvvigionato via navi metaniere e trasferito all'interno dei serbatoi di stoccaggio fuori terra attraverso i bracci di carico e le relative linee di collegamento. Il GNL è quindi distribuito attraverso operazioni di caricamento su bettoline e autocisterne.

Il GNL può essere vaporizzato nell'unità di rigassificazione per la distribuzione di gas naturale alla rete nazionale. Il gasolio viene utilizzato per l'alimentazione del generatore elettrico di emergenza.

L'ammoniaca, il glicole e il mixed refrigerant (assimilabile all'etano) sono utilizzati come fluidi refrigeranti del re-liquefattore.

B.3.5.3 Quantità effettiva massima prevista

Le quantità massime delle sostanze rientranti nell'Allegato 1 del D.L.vo 105/15 presenti in impianto sono riportate nella tabella in Allegato I.4 al presente documento.

Il glicole non è una sostanza presente in Allegato 1 del D.L.vo 105/15, per tale ragione non è riportata in Allegato I.4.

B.3.5.4 Comportamento chimico-fisico in condizioni normali e/o anomale di utilizzo

In condizioni operative normali il GNL e il Gas Naturale non presentano fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali.

Il GNL, essendo gas liquefatto, durante la movimentazione e lo stoccaggio tende a evaporare, portandosi allo stato gassoso.

Il progetto dell'impianto considera tale caratteristica e prevede sistemi di recupero del gas evaporato e sistemi di protezione da eventuali sovrappressioni dimensionati adeguatamente.

B.3.5.5 [Trasformazione delle sostanze per anomalie di funzionamento](#)

In Impianto non sono effettuati processi chimici ma unicamente operazioni di scarico da nave gasiera, stoccaggio del GNL liquido e carico di autocisterne e bettoline con lo stesso GNL per la distribuzione della sostanza, oppure la ri-gassificazione del GNL (processo fisico).

Tutte le unità saranno progettate in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo il sistema e le logiche di controllo effettuino le azioni necessarie a portare le stesse unità in condizioni di sicurezza.

In caso di anomalia di processo il GNL e il Gas Naturale non possono dare origine, per modificazione o trasformazione propria, a sostanze diverse da quelle normalmente presenti in impianto.

B.3.5.6 [Contemporanea presenza di sostanze incompatibili](#)

Il gas naturale reagisce violentemente con sostanze ossidanti ed è incompatibile con alogeni, sostanze ossidanti e combustibili.

È presente gasolio che potenzialmente è incompatibile con il GNL. Tali sostanze non vengono a contatto tra loro, sia nelle normali condizioni operative sia nelle situazioni anomale ragionevolmente ipotizzabili, in quanto i sistemi che trattano gas naturale e gasolio sono indipendenti tra loro. Il gasolio è utilizzato in sistemi che garantiscono il funzionamento dell'impianto in condizioni di emergenza (black out elettrico).

B.4 ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

B.4.1 [Applicazione della Metodo Indicizzato al caso in csame \(D.P.C.M. 31/03/1989\)](#)

Il Metodo a Indici è stato elaborato tenendo conto delle indicazioni riportate sul documento pubblicato dall'Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza sul Lavoro "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (rif. No. [1]) e dalle indicazioni riportate sul D.P.C.M. 31/03/1989.

L'assegnazione delle categorie per gli indici di rischio delle unità è stata effettuata secondo quanto indicato al Capitolo 7, "Calcolo degli Indici" riportato nel "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali" (rif. No. [1]).

La suddivisione in unità è stata condotta conformemente a quanto previsto al punto 2.1 dell'Allegato II al D.P.C.M. 31/03/1989 e, conformemente al D.M. 15/5/1996, decreto che regola i depositi di GPL, preso a riferimento dal CTR Sardegna anche per depositi di GNL.

In particolare, si definisce unità una parte fisica dell'impianto che si distingue dalle altre in base all'operazione unitaria condotta (ad esempio stoccaggio, evaporazione etc.), in base alla natura delle sostanze presenti o alle condizioni operative.

Per la definizione dei parametri si è proceduto a una valutazione del valore da inserire sia nel calcolo del fattore di penalità che nel calcolo del fattore compensativo, in base alle informazioni relative al progetto dell'impianto.

L'impianto è quindi composto dalle seguenti unità logiche:

- ✓ Unità 1: Bracci di Carico/Scarico GNL, Banchina;
- ✓ Unità 2: Condotta di Trasferimento dalla Banchina ai Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- ✓ Unità 3: Serbatoi di Stoccaggio GNL;
- ✓ Unità 4: Pompe di Carico GNL;
- ✓ Unità 5: Sistema Re-liquefazione;
- ✓ Unità 6: Torcia;
- ✓ Unità 7: Pompa di Carico Autocisterne;
- ✓ Unità 8: Pensilina di Carico Autocisterne;
- ✓ Unità 9: Impianto di Rigassificazione.

Si precisa che il parco serbatoi è stato analizzato come un'unica unità e che per la compilazione sono stati seguiti i dettami del D.M. 15/5/1996, essendo i serbatoi posti a distanza inferiore a 15 m l'uno dall'altro.

L'analisi delle pompe e pensiline di carico autocisterne è stata separata in due unità: l'Unità 7 che comprende le pompe e la Unità 8, che comprende le pensiline di carico autocisterne.

Gli indici che risultano dall'analisi dell'unità, che tratta singolarmente una pensilina di carico autocisterne, sono applicabili a entrambe (due) le baie di carico.

Le schede del Metodo a Indici sono riportate in Appendice A.

Nella tabella che segue si riportano i valori dell'indice di rischio generale intrinseco (G) e compensato (G') ottenuti per le unità analizzate.

Tabella 10: Sintesi dei risultati del Metodo a Indici

UNITÀ		LIVELLO DI RISCHIO			
No.	Descrizione	INTRINSECO (G)		COMPENSATO (G')	
1	Unità 1: Bracci di Carico/Scarico GNL e Banchina	53269,59	Grave	82.71	Basso
2	Unità 2: Condotta di trasferimento da banchina ai serbatoi di stoccaggio GNL	114,23	Moderato	0.75	Lieve
3	Unità 3: Serbatoio di Stoccaggio GNL	5730,10	Molto Alto	15.47	Lieve
4	Unità 4: Pompa di Carico Bettoline e Condotta di Trasferimento alla Banchina	132.83	Moderato	1.05	Lieve
5	Unità 5: Sistema di Re-liquefazione	89.76	Basso	0.89	Lieve
6	Unità 6: Torcia	38.48	Basso	0.62	Lieve
7	Unità 7: Pompa di Carico Autocisterne	114.20	Moderato	0.90	Lieve
8	Unità 8: Pensiline di Carico Autocisterne	5413,84	Molto Alto	40.11	Basso
9	Unità 9: Impianto di Rigassificazione	2232,39	Alto gr. II	20.67	Basso

Dalla applicazione del Metodo a Indici è risultato quanto segue:

- ✓ i valori degli indici di rischio delle Unità 1-8, già presenti nella precedente configurazione di impianto, già autorizzata, non sono variati per effetto delle modifiche introdotte nel progetto, infatti i principali parametri che caratterizzano tali unità (sostanze e relative quantità, tipologia di processo, condizioni operative, area di lavoro, caratteristiche geometriche) non sono cambiati;
- ✓ l'unità di rigassificazione, non presente nella precedente configurazione impiantistica, presenta un indice di rischio generale compensato più basso rispetto alle unità maggiormente critiche dello stabilimento.

Sulla base dell'applicazione del Metodo a Indici si può quindi concludere che il nuovo progetto proposto per il terminale non comporta un incremento del rischio complessivo dello stabilimento rispetto al progetto originario già autorizzato.

C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO

C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE

C.1.1 Problemi noti di salute e sicurezza dell'impianto

L'impianto in esame non presenta particolarità per quanto riguarda aspetti inerenti la sanità; la sostanza trattata nell'impianto è gas naturale allo stato liquefatto, quindi a bassa temperatura, e allo stato gassoso a varie pressioni.

Per quanto riguarda la sicurezza, possibili problemi sono connessi a eventuali rilasci da tubazioni o apparecchiature che possono comportare l'accadimento di diversi fenomeni, come di seguito descritti.

Un aspetto fondamentale da prendere in considerazione nell'analizzare i pericoli di incendio del GNL è che infiammabilità o esplosione di tale sostanza si verificano solo in circostanze fisiche molto limitate. Il campo di infiammabilità del GNL è compreso tra il 5% e 15% in volume in una miscela di aria, mentre l'auto ignizione avviene solo a temperature molto elevate.

Nel caso di rilascio di gas naturale allo stato liquido ($T = -160^{\circ}\text{C}$, $P = P_{\text{atm}}$), potrebbero verificarsi le seguenti situazioni (rif. No. [5]):

- ✓ formazione di pozze e, a seguito di ignizione, conseguenti Pool Fire;
- ✓ vaporizzazione del prodotto alla sezione di sbocco e conseguente formazione di Jet Fire in caso di ignizione;
- ✓ dispersione del gas evaporato da pozza con formazione di nube infiammabile (Flash Fire).

Nel caso di rilasci di prodotto già in stato gassoso si potranno verificare:

- ✓ Jet Fire;
- ✓ Dispersione del gas con formazione di nube infiammabile (Flash Fire).

C.1.2 Esperienza storica relativa a incidenti

È importante sottolineare che il settore industriale del GNL presenta ottimi precedenti in tutto il mondo per quanto riguarda la sicurezza. Ciò è dimostrato dal fatto che, sin dai suoi inizi, risalenti a più di 40 anni fa, più di 55000 trasporti di GNL sono stati portati a destinazione con successo senza il verificarsi di un grave incidente che abbia provocato lo sversamento del carico (CEE, 2012). Inoltre, non si sono verificati incidenti che abbiano provocato il cedimento di un serbatoio di GNL costruito con materiali adeguati o che siano originati da cedimenti strutturali dei serbatoi.

Gli incidenti verificatisi sono stati analizzati allo scopo di trarne indicazioni e prendere provvedimenti mirati alla eliminazione delle cause o alla riduzione della probabilità di accadimento di eventi analoghi.

Si precisa che l'opera oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza è un impianto di stoccaggio, distribuzione e ri-gassificazione di GNL. I dati storici riportati si riferiscono quindi a impianti che non si limitano alla movimentazione della sostanza ma prevedevano anche la rigassificazione di GNL o la liquefazione di gas naturale.

Sono state svolte ricerche anche sulle seguenti banche dati on-line:

- ✓ eMARS Major Accident Reporting System – Joint Research Center – European Commission, <https://emars.jrc.ec.europa.eu/>;
- ✓ California energy commission, <http://www.energy.ca.gov>;
- ✓ Timor-Leste Institute for Development Monitoring and Analysis <http://www.laohamutuk.org>;
- ✓ U.S. Chemical Safety Board, <http://www.csb.gov>;
- ✓ Pipeline and Hazardous Material Safety Administration PHMSA, <http://www.phmsa.dot.gov> ;
- ✓ Health and Safety Executive HSE, <http://www.hse.gov.uk>.

Si fa notare, come riportato nel Major Accident Reporting System della Commissione Europea, che vi è normalmente un notevole ritardo da quando un incidente si verifica a quando il relativo rapporto è pubblicato nelle banche dati specialistiche. Il tempo di ritardo tipico può essere generalmente di 12-30 mesi, ma a volte può

essere anche più lungo. Questo periodo è dovuto al tempo necessario al rilascio della relazione ufficiale di indagine, in attesa della risoluzione definitiva delle questioni giuridiche e tecniche.

Al fine di verificare se siano occorsi eventi incidentali recenti sono state quindi condotte anche delle ricerche su siti giornalistici e di informazione locali. Le informazioni da questi siti, non essendo in genere riportate da personale esperto in materia, spesso non sono sufficienti per consentire approfondimenti e per trarre delle "lezioni" e delle indicazioni tecniche utili dall'evento in questione.

Dalla ricerca effettuata, non sono stati trovati eventi incidentali occorsi durante le fasi di carico di GNL in autobotti o ferro-cisterne. Alcuni incidenti che hanno coinvolto il trasporto di GNL tramite autobotti sono relativi a incidenti stradali e non sono pertanto riconducibili a incidenti in impianto o di processo verificatisi all'interno di depositi / terminali GNL.

Non sono stati trovati ulteriori eventi incidentali applicabili alla tipologia di impianto in analisi nelle banche dati consultate. Alcuni incidenti occorsi nell'ambito dell'industria di GNL sono relativi a impianti di liquefazione del gas naturale. Si evidenzia che gli impianti di liquefazione presentano caratteristiche impiantistiche e di processo molto differenti e molto più complesse rispetto all'impianto oggetto del presente documento.

Un incidente in un terminale di rigassificazione GNL è occorso a fine Marzo del 2014 nell'impianto GNL Northwest a Plymouth (USA), in una sezione dell'impianto che trattava gas naturale in fase gassosa. Tale incidente non è ancora riportato nelle banche dati incidentali e il rilascio è stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio GNL, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) del serbatoio di stoccaggio GNL (a singolo contenimento). A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato l'evacuazione di una zona attorno all'impianto.

Si fa notare che i serbatoi nel terminale Northwest non sono paragonabili a quelli proposti per l'impianto in oggetto, essendo di tipo a singolo contenimento, non adottato in impianti attuali (l'impianto in questione è stato realizzato nel 1975) e in particolare nel terminale oggetto di questo rapporto di sicurezza.

Il Terminale oggetto del presente rapporto NOF prevede infatti serbatoi a doppio contenimento. In caso di danneggiamento del serbatoio esterno, il prodotto resterà comunque contenuto all'interno del serbatoio primario così come in caso di danno al serbatoio interno il GNL resterà contenuto all'interno del contenimento secondario. Non si avrà quindi un rilascio di GNL e il personale di impianto potrà effettuare le necessarie attività di messa in sicurezza e ripristino del sistema.

Si riporta nel seguito l'analisi storica, tratta da banche dati internazionali, relativa agli incidenti/quasi incidenti avvenuti in impianti simili o che, trattando GNL, possono presentare problematiche analoghe.

C.1.2.1 [Analisi degli incidenti in impianti GNL](#)

Nella seguente tabella si riassumono incidenti avvenuti in impianti GNL.

Tabella 11: Incidenti relativi a impianti GNL

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1944	Cleveland (USA)	Flash-fire – Esplosione Peak shaving	Cedimento serbatoio di stoccaggio GNL con rilascio di prodotto nelle strade e nelle fognature. Seguì un innesto immediato della miscela aria-vapori GNL formatasi nella rete fognaria che provocò un'esplosione L'incidente fu causato da una scelta non corretta del materiale utilizzato (acciaio 3.5% Ni) e dall'assenza di un secondo contenimento. Un altro serbatoio sferico cedette dopo 20 minuti. MORTI/FERITI: 128 / 200-400
1965	Canvey Island (UK)	Incendio Terminale rigassificazione (Movimentazione prodotto)	Durante la manutenzione a una valvola su una linea in uscita da un serbatoio si verificò una perdita di GNL. L'Incendio fu spento in 15 minuti. MORTI/FERITI: 0/1

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1965		Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Methane Princess)	Rilascio dal braccio di scarico GNL che era stato sconnesso prima del completo drenaggio del liquido. Si verificarono fessurazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: 0/0
1968	UK	Nessun rilascio Stoccaggio	Nel tentativo di rimuovere un "vapour lock" su una tubazione di GNL, posta sopra un serbatoio da 12000 m ³ , una piccola quantità di prodotto finì sul tetto provocando una cricca. Non si verificò fuoriuscita all'esterno, grazie alla polmonazione con azoto. MORTI/FERITI: 0/0
1968	USA	Esplosione confinata Stoccaggio	L'incidente si verificò prima che l'impianto fosse messo in esercizio e coinvolse un serbatoio all'interno del quale stavano lavorando alcuni operai. Erano state lasciate aperte le valvole d'intercettazione delle tubazioni, il gas penetrò all'interno del serbatoio. Gli operai non si accorsero dell'ingresso del gas (non odorizzato). L'ignizione del gas (causato probabilmente dall'accensione di una sigaretta) provocò l'esplosione all'interno del serbatoio.
1971	Panigaglia (SP) (Italia)	Rilascio gas (da Roll-over) Terminale Rigassificazione (riempimento serbatoio)	18 ore dopo la scarica (da nave) di GNL in uno dei serbatoi di stoccaggio, si verificò un roll-over che causò un aumento di pressione fino a 1.42 volte la pressione di progetto. I vapori di GNL furono rilasciati in atm. per oltre 3 ore, attraverso la valvola di sicurezza e il vent, senza subire alcun innesco. Il GNL scaricato era stato tenuto nella nave per ca. 1 mese prima di essere trasferito nel serbatoio, la vaporizzazione che subì in questo periodo produsse una miscela più densa e calda rispetto a quella attesa. La sovrappressione interna al serbatoio fu contenuta e quindi non si ebbero danneggiamenti strutturali. MORTI/FERITI: 0/0
1973	Staten Island New York (USA)	Incendio Peak shaving	Incendio provocato dalla accensione di sacche residue di GNL trattenute dal coibente (poliuretano) durante la riparazione del serbatoio cilindrico in cemento da 2200 m ³ . Queste sacche si incescarono e generarono una sovrappressione sufficiente del tetto che cadde all'interno del serbatoio. MORTI/FERITI: 40/0
1973	Canvey Island (UK)	Rilascio liquido (RPT) Terminale rigassificazione	La rottura di uno strumento di vetro provocò il rilascio di una piccola quantità di GNL. Il GNL si riversò in un canale di raccolta delle perdite pieno di acqua piovana subendo una rapidissima vaporizzazione (RPT) che provocò una serie di onde di pressione, avvertite dai residenti in zona. MORTI/FERITI: 0/0
1974		Rilascio Trasferimento prodotto su nave (Massachusetts)	La mancanza di energia elettrica e la chiusura automatica della valvola sulla linea liquida principale provocarono un colpo d'ariete seguito dalla perdita di GNL. Si verificarono fessurazioni sul ponte della nave. MORTI/FERITI: 0/0
1977	Arzew (Algeria)	Rilascio Riparazione serbatoio	Rottura, per bassa temperatura, di una valvola in alluminio durante la sua sostituzione; la causa probabile fu la scelta di un materiale (lega) non idoneo. Venne rilasciato GNL senza alcun innesco. La perdita umana è imputabile a congelamento. MORTI/FERITI: 1/0
1978	USA	Esplosione Terminale Phillips Petroleum	Esplosione e incendio di GNL in sezione di impianto. La linea che alimentava il rilascio venne intercettata con seguente estinzione dell'incendio. MORTI/FERITI: N/N

ANNO	LOCALITÀ	TIPO DI INCIDENTE E IMPIANTO/OPERAZIONE	DESCRIZIONE
1978	DAS Island (UAE)	Rilascio Serbatoio Stoccaggio	Una perdita di GNL dal fondo di un serbatoio causò il congelamento del terreno circostante. Il motivo è imputabile al fatto che il serbatoio non era stato progettato per temperature così basse. MORTI/FERITI: N/N
1979	Cove Point, Maryland	Esplosione Terminale rigassificazione	A seguito della perdita da una pompa di GNL ad alta pressione da una guarnizione, il GNL vaporizzato penetrò – attraverso un condotto cavi sotterraneo – in una sottostazione elettrica priva di rilevatori di gas. L'azionamento dell'interruttore di arresto della pompa che perdeva, provocò una scintilla con conseguente innesco della miscela. MORTI/FERITI: 1/1
1979	Cove Point, Maryland (USA)	Rilascio Trasferimento prodotto da nave (Mostefa Ben Boulaid)	Una nave metaniera da 125.000 m ³ rilasciò GNL sul pontile durante lo scarico al terminale di Cove Point. Si verificarono fessurazioni nella parte superiore del serbatoio e sul ponte della nave. MORTI/FERITI: 0/0
1989	Skikda (Algeria)	Rilascio Trasferimento prodotto su nave da impianto di liquefazione (Tellier)	Una nave metaniera di capacità pari a 40000 m ³ , ruppe gli ormeggi a causa del maltempo. I bracci di carico non erano attrezzati con sistemi di shut-down e sgancio rapido e ciò causò la rottura dei bracci e delle tubazioni. La perdita di GNL coinvolse il ponte della nave procurando alcune fessurazioni, senza però intaccare i serbatoi. MORTI/FERITI: 0/0
1993	Indonesia	Rilascio Impianto GNL	Durante la realizzazione di modifiche a un impianto fu rilasciato GNL da una linea, questo penetrò nella rete interrata e subì una rapida vaporizzazione che pressurizzò e danneggiò gravemente tutto il sistema. MORTI/FERITI: 0/0
2014	USA (Plymouth)	Rilascio GNL	Incidente verificatosi in una sezione dell'impianto che trattava gas naturale in fase gassosa. Il rilascio pare essere stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) di un serbatoio di stoccaggio GNL a singolo contenimento. A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, la fuoriuscita di GNL ha comunque consigliato la evacuazione di una zona attorno all'impianto. MORTI/FERITI: 0/0

Nota:

N = non noto.

Dall'analisi risulta che tra tutti gli incidenti avvenuti in impianti che processano/stoccano GNL:

- ✓ 2 sono registrati come incidenti con rilasci di piccole quantità;
- ✓ 4 hanno dato origine, come conseguenza del rilascio di GNL, a un'esplosione (in ambiente confinato) seguita generalmente da fenomeni di incendio;
- ✓ 4 sono dovuti a rilasci durante le operazioni di trasferimento GNL da/a nave attraccata alla banchina, che hanno provocato danni riparabili senza alcun innesco;
- ✓ 5 sono avvenuti in terminali di rigassificazione GNL;
- ✓ 2 sono avvenuti in impianti peak-shaving.

La maggior parte degli incidenti riscontrati sono avvenuti in impianti che, data la tecnologia dell'epoca, non disponevano dei sistemi di contenimento e delle misure di protezione adottate negli impianti moderni e che

saranno presenti nell'Impianto di Oristano, che avrebbero evitato il rilascio o comunque mitigato le sue conseguenze (ad es. dispositivi di sgancio rapido dei bracci di scarico, sistemi di controllo del caricamento di GNL nel serbatoio, adozione di materiali adeguati al servizio criogenico, serbatoi a contenimento totale con doppia parete, etc.).

Dall'analisi storica si evince quindi che gli incidenti verificatisi in stoccaggi GNL sono stati provocati da cause successivamente eliminate dalle migliori introdotte nella progettazione dei sistemi.

Nel seguito si analizzano alcuni degli scenari sopra riportati allo scopo di dare evidenza della definizione delle misure di miglioramento intraprese nel settore del GNL allo scopo di evitare eventi incidentali.

Incidente di Cleveland 1944 Ohio USA

Data:	20 Ottobre 1944
Tipo di incidente:	Fiammata
Tipo di attività:	Cedimento di un serbatoio di stoccaggio GNL
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	128 vittime

Il secondo impianto commerciale per il livellamento dei picchi di GNL a Cleveland, Ohio negli USA, iniziò a operare nel 1941. Nel 1944 venne presa la decisione di aggiungere un nuovo serbatoio molto più grande. Il nuovo serbatoio venne realizzato in acciaio con basso contenuto di nichel (3.5%) e il serbatoio cedette poco tempo dopo essere entrato in servizio. Il serbatoio non era dotato di opere di contenimento e il suo contenuto si riversò su una vasta area. Il liquido fuoriuscito vaporizzò e si innescò, provocando la rottura di un altro serbatoio. Vi furono ingenti danni materiali e morirono 128 persone. Le indagini sull'incidente giunsero alla conclusione che il disastro era stato provocato dalla fragilità dell'acciaio con il 3.5% di nichel. Altri fattori che contribuirono alla gravità delle conseguenze furono le opere di contenimento inadeguate intorno ai serbatoi, la vicinanza dell'impianto a una zona residenziale e lo scarso isolamento del secondo serbatoio.

Le successive indagini sull'incidente stabilirono che il serbatoio era stato costruito con materiale inadeguato. Di conseguenza tutti i serbatoi successivi sono stati costruiti con materiali corretti, in particolare è stato dimostrato che l'acciaio con il 9% di nichel rappresenta un materiale sicuro per la costruzione di serbatoi per il GNL. Inoltre le attuali norme prevedono un doppio sistema di contenimento (o con serbatoi doppi o circondando i serbatoi con opere di contenimento adeguate). Nel Febbraio 1946 le indagini del Bureau of Mines conclusero che la liquefazione e lo stoccaggio del GNL potevano essere svolte in sicurezza a condizione che venissero prese precauzioni adeguate.

Accorgimenti tecnici implementati al fine di scongiurare incidenti del tipo sopra riportato

A seguito dell'incidente soprariportato sono stati cambiati i criteri di definizione del materiale per i serbatoi di stoccaggio, in particolare adottando l'acciaio al 9% nickel che ha dimostrato di essere il materiale più sicuro in questo senso. Gli attuali standard di progettazione prevedono inoltre che i serbatoi di stoccaggio GNL siano dotati di un doppio sistema di contenimento del GNL realizzato mediante l'installazione di serbatoi a doppia parete o mediante un bacino di contenimento esterno al serbatoio.

Occorre notare che successivamente all'incidente soprariportato non si sono verificati nel mondo eventi simili che abbiano interessato serbatoi di stoccaggio realizzati in acciaio al 9% di nickel.

Lo stoccaggio del GNL nell'Impianto di Oristano sarà garantito mediante serbatoi del tipo a doppio contenimento totale con entrambi i serbatoi interno ed esterno in acciaio criogenico al 9% in nichel.

Incidente di Panigaglia, 1971, La Spezia, Italia

Data:	1971
Tipo di incidente:	Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività:	"Roll-over" in un serbatoio di stoccaggio di GNL
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Nessuna

L'evento si è verificato nel 1971 in un serbatoio di stoccaggio atmosferico GNL, installato in un impianto sito a La Spezia, in Italia. Il tipo di incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

Dopo un'operazione di carico del serbatoio di GNL si erano formati degli strati di GNL a diversa densità nel serbatoio (fenomeno di stratificazione). Successivamente lo strato inferiore si è riscaldato fino a raggiungere la densità dello strato superiore. I moti convettivi all'interno del serbatoio comportarono la rottura in breve tempo dello strato stratificato, con un rapido incremento dello sviluppo di vapori di gas all'interno del serbatoio. Questo tipo di incidente si chiama "roll-over" o "basculamento". Quando si verificò l'incidente i motivi e le conseguenze di un evento di roll-over erano poco note e conosciute. Nel caso in esame non ci fu un'escalation dell'evento incidentale e il serbatoio stesso non fu danneggiato dalla sovrappressione interna risultante. Ad ogni modo era noto che potenzialmente il roll-over poteva provocare gravi incidenti.

La progettazione della strumentazione dei serbatoi comprende ora anche densimetri a diverse altezze per garantire l'individuazione della formazione di stratificazioni, permettendo così l'effettuazione di una miscelatura controllata per evitare che la stratificazione possa raggiungere livelli pericolosi.

Accorgimenti tecnici implementati al fine di scongiurare incidenti del tipo sopra riportato

In seguito all'incidente sopra descritto l'industria del GNL ha commissionato lavori di ricerca sul fenomeno del roll-over e ha pubblicato i risultati degli studi allo scopo di incrementare la conoscenza del fenomeno.

Attualmente la strumentazione prevista per i serbatoi di stoccaggio GNL include anche i densimetri allo scopo garantire la rilevazione della formazione di stratificazioni all'interno dei serbatoi, permettendo il controllo della miscelazione allo scopo di evitare che la stratificazione raggiunga dei livelli pericolosi. È anche stata disposta la possibilità di riempimento del serbatoio dall'alto e dal basso, in modo da mescolare il GNL in maniera controllata e evitare così la stratificazione del prodotto.

Si precisa che i serbatoi che saranno installati nell'Impianto di Oristano sono serbatoi in pressione, nei quali il fenomeno di stratificazione è più raro poiché controllando la pressione del prodotto se ne controlla anche la temperatura e di conseguenza la densità.

Incidente di Staten Island, 1973, USA

Data:	10 Febbraio 1973
Tipo di incidente:	Innesco immediata di nube di vapore fuoriuscita con incendio di notevoli dimensioni
Tipo di attività:	Riparazioni a un serbatoio di stoccaggio GNL
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio GNL
Modalità operative:	Manutenzione
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	40 vittime

Un serbatoio di stoccaggio di GNL in calcestruzzo a forma di fusto da 227 m³, situato in un impianto per il livellamento dei picchi della TETCO a Staten Island, era rimasto in servizio per più di tre anni ed era in corso una

fase di preparazione per l'esecuzione di riparazioni al suo interno. Il serbatoio era stato bonificato (riscaldato e ripulito da eventuali vapori di GNL) mediante azoto, poi vi era stata fatta circolare l'aria. I lavori iniziarono nell'Aprile 1972 e dieci mesi più tardi la schiuma isolante all'interno del serbatoio prese fuoco. Il rapido aumento della temperatura provocò un aumento di pressione e la copertura a cupola in calcestruzzo si sollevò e crollò all'interno del serbatoio. Ciò provocò il decesso dei 40 lavoratori edili presenti all'interno del serbatoio in quel momento. Gli insegnamenti tratti da questo incidente riguardano l'uso di materiali isolanti adeguati e i pericoli derivanti dal loro innesco o da eventuali vapori di GNL intrappolati all'interno. Le procedure di controllo e di gestione durante la dismissione o la riparazione di un serbatoio devono essere tali da prevenire il verificarsi di questo tipo di incidenti.

Accorgimenti tecnici implementati al fine di scongiurare incidenti del tipo sopra riportato

L'incidente soprariportato ha insegnato che occorre adottare materiali isolanti adeguati e che occorre sempre considerare che vapori di GNL possono rimanere intrappolati all'interno dell'isolante stesso. Le procedure di controllo e manutenzione elaborate al fine di procedere a operazioni di riparazioni e/o di dismissione dei serbatoi di stoccaggio GNL saranno redatte allo scopo di prevenire questo tipo di incidente.

Incidente di Das Island, 1978, Emirati Arabi

Data:	Marzo 1978
Tipo di incidente:	Rilascio di vapore senza innesco
Tipo di attività:	Perdita da un serbatoio di stoccaggio di GNL
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Serbatoio di stoccaggio di GNL
Modalità operative:	Normale operatività
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Nessuna

L'evento si è verificato nel 1978 a Das Island negli Emirati Arabi. L'incidente è stato un rilascio di gas di cui non si è verificata l'ignizione, il serbatoio era in condizioni di normale funzionamento, l'evento non ha prodotto conseguenze.

Il rilascio ha interessato le tubazioni di uscita dal fondo del serbatoio di stoccaggio. Purtroppo le informazioni su questo incidente sono molto limitate.

Gli insegnamenti tratti da questo evento riguardano la progettazione dell'isolamento dei serbatoi e gli scarichi di fondo di analoghi serbatoi sono ora vietati dalle normative sia statunitensi che europee.

Accorgimenti tecnici implementati al fine di scongiurare incidenti del tipo sopra riportato

I serbatoi di stoccaggio GNL del Terminale avranno bocchelli in uscita dal fondo del serbatoio ma le tubazioni saranno a doppio contenimento fino alla prima valvola di intercettazione.

Incidente di Cove Point, 1979, USA

Data:	6 Ottobre 1979
Tipo di incidente:	Formazione di vapore di GNL con innesco
Tipo di attività:	Perdita da una pompa per GNL
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Pompa per GNL
Modalità operative:	Guarnizione di tenuta di cavi elettrici della pompa per GNL non sufficientemente serrata
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	Una vittima e un ferito

L'evento si è verificato nel 1979 a Cove Point negli Stati Uniti d'America. Si è trattato di un rilascio di GNL, seguito dalla vaporizzazione dello stesso e dalla successiva ignizione dei vapori. Causa dell'innescò è stato il non adeguato serraggio di una guarnizione di tenuta dei cavi elettrici di una pompa GNL.

Il GNL liquido rilasciato dalla pompa vaporizzò e passò attraverso un cavidotto elettrico sotterraneo entrando in una sottostazione elettrica. Due uomini stavano entrando nella sottostazione elettrica allo scopo di fermare le pompe. La miscela di gas si incendiò a seguito dei contatti elettrici di un interruttore, provocando un'esplosione confinata. Uno degli operatori morì e il secondo rimase ferito gravemente.

Accorgimenti tecnici implementati al fine di scongiurare incidenti del tipo sopra riportato

Le indagini effettuate dopo l'incidente, hanno appurato che il terminale era stato progettato in accordo agli standard vigenti all'epoca. Ciò ha comportato l'introduzione di cambiamenti nei tre maggiori standard di progetto e cambiamenti in relazione alle apparecchiature e ai sistemi installati a valle delle tenute delle pompe. L'Impianto di Oristano è progettato secondo standard aggiornati e sarà dotato sia di impianti di rilevazione dei rilasci freddi che di impianti di rivelazione miscele infiammabili. Gli impianti elettrici saranno inoltre installati in accordo alla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione e incendio secondo le norme CEI.

Incidente di Plymouth, 2014, USA

Data:	Marzo 2014
Tipo di incidente:	Esplosione di un serbatoio di processo con danneggiamento serbatoio di stoccaggio GNL
Tipo di attività:	Normale funzionamento di impianto
Apparecchiature e Impianti coinvolti:	Serbatoio di processo e di stoccaggio GNL
Modalità operative:	Ri-gassificazione
Sostanza fuoriuscita:	GNL
Conseguenze:	nessuna vittima o feriti

Incidente verificatosi in una sezione di un impianto di ri-gassificazione GNL che trattava gas naturale in fase gassosa. Il rilascio pare essere stato causato dalla esplosione con frammentazione di un recipiente di processo in una zona prossima ai serbatoi di stoccaggio, con proiezione di frammenti del recipiente che hanno danneggiato la parete esterna (in acciaio) di un serbatoio di stoccaggio GNL. A seguito di questo danneggiamento vi è stata una fuoriuscita di GNL che è rimasto contenuto nel bacino di raccolta dal quale si è disperso evaporando senza né incendiarsi né esplodere. Precauzionalmente, a seguito della fuoriuscita di GNL è stata comunque effettuata l'evacuazione di una zona attorno all'impianto.

Accorgimenti Tecnici Implementati al Fine di Scongiurare Incidenti del Tipo Sopra Riportato

L'incidente soprariportato ha riguardato un impianto realizzato nel 1975, e quindi di concezione in parte superata. Nello specifico si evidenzia che nel progetto dell'impianto i serbatoi di stoccaggio GNL sono realizzati a contenimento totale secondo la norma UNI EN 1473, a differenza del serbatoio a singolo contenimento con parete in acciaio dell'impianto di Plymouth.

I serbatoi a doppio contenimento totale come quello previsto dal progetto sono più resistenti ai carichi esterni quali impatti di proiettili, esplosioni esterne e carico termico da un eventuale incendio limitrofo, grazie alla protezione data dalla parete esterna.

C.1.2.2 Analisi degli incidenti sul trasporto GNL mediante navi

Nella seguente tabella si riassumono incidenti avvenuti a navi metaniere.

Tabella 12: Incidenti relativi a navi metaniere

Data	Tipo	Nome della Nave	Causa dell'incidente	Luogo	Danni	Rilascio
1965	Worms	Jules Verne	Sovrariempimento	Carico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1965	Conch	Methane Princess	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1971	Esso	Esso Brega	Sovrappressione	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1974	Nk	Massachusetts (barge)	Perdita da valvola	Carico	Frattura sul ponte	Sì
1974	Conch	Methane Progress	Contatto con il fondo	Porto	-	No
1977	TZ Mk. I	LNG Delta	Perdita da valvola	Mare aperto	-	Sì
1977	Moss	LNG Aquarius	Sovrariempimento	Carico	-	Sì
1979	Moss	Pollenger	Perdita da valvola	Scarico	Frattura serbatoio e ponte	Sì
1979	GTNO 85	El Paso Paul Keyser	Arenamento	Mare aperto	Danni allo scafo e ai serbatoi senza rilascio di GNL	No
1980	Moss	LNG Libra	Guasto meccanico	Mare aperto	Rottura albero	No
1980	Moss	LNG Taurus	Arenamento	Porto	Danno allo scafo	No
1985	TZ Mk. I	Gadinia	Guasto meccanico	Porto	-	No
1985	GTNO 82	Isabella	Rottura valvola	Scarico	Frattura sul ponte	Sì
1990	GTNO 85	Bachir Chihani	Fatica	Mare aperto	Frattura nella struttura	No
1996	GTNO 96	LNG Porto Venere	Disfunzione sistemi antincendio	Mare aperto	-	No
2002	Moss	Norman Lady	Collisione	Mare aperto	Danno lieve allo scafo	No
2003	Moss	Century	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2003	Moss	Hoegh Galleon	Guasto meccanico	Mare aperto	-	No
2004	GTNO 88	Tenaga Lima	Danno in poppa	Mare aperto	Riparazioni	No
2004	TZ Mk. III	British Trader	Incendio elettrico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Esso	Lieta	Guasto meccanico	Mare aperto	Riparazioni	No
2005	Moss	LNG Edo	Vibrazioni trasmissione	Mare aperto	Sostituzione	No
2006	GTNO 96	Catalunya Spirit	Danneggiamento dell'isolamento	Mare aperto	Riparazione significativa	No
2015	--	Al-Oraiq	Collisione cargo con nave gasiera	Mare aperto	Danno lieve allo scafo	NO

Note: Dati ricavati da letteratura tecnica.

La tabella precedente mostra che i rilasci occorsi sono stati di piccola entità e che, nella maggior parte dei casi, gli incidenti sono stati causati da perdite da valvole o tubazioni sulla nave. L'ultimo incidente con rilascio che risulti da banche dati utilizzate per questa tipologia di analisi è accaduto nel 1985.

La tabella mostra che gli eventi più significativi sono legati a cause comuni alla navigazione marittima (arenamenti, collisioni). Le caratteristiche delle navi metaniere (in particolare la presenza di doppio scafo) ha fatto sì che questi incidenti non abbiano mai provocato fuoriuscite di prodotto.

Nel seguito viene presentata una analisi di maggiore dettaglio degli incidenti più significativi accaduti nel trasporto via nave di GNL.

El Paso Paul Keyser, Giugno 1979

Una metaniera con serbatoi a membrana da 125000 m³, con un carico di 100.000 m³, si è arenata a velocità elevata (15-16 nodi) sulla costa spagnola a Est di Gibilterra.

L'urto ha causato danni gravi, in particolare lo scafo esterno è stato piegato rientrando di alcuni metri per tutta la lunghezza della nave, il che ha provocato delle falle e l'affondamento della poppa. Nonostante la gravità dei danni, il secondo scafo e l'isolamento dei serbatoi hanno subito una deformazione, ma non si sono fratturati, mantenendo la integrità del contenimento.

Cinque giorni dopo l'incidente, con alta marea, la nave è stata rimessa in galleggiamento svuotando la zavorra e immettendo aria in pressione nei serbatoi di zavorra ed è stata rimorchiata in un sito di ancoraggio, dove il carico è stato trasferito a un'altra metaniera, dimostrando la validità e l'efficacia della procedura di svuotamento da nave a nave in condizioni di emergenza. La nave è stata quindi sottoposta a riparazioni temporanee a Lisbona e infine ha navigato con i propri mezzi a Dunkerque per le riparazioni definitive.

LNG Libra, Ottobre 1980

Durante un viaggio dall'Indonesia verso il Giappone la metaniera Libra con serbatoi a membrana da 125000 m³ ha subito la rottura dell'albero di propulsione.

La nave è stata rimorchiata e ancorata nel golfo di Davao (Filippine) dove il carico di GNL è stato trasferito a un'altra metaniera con un'operazione durata 32 ore. La nave è stata successivamente rimorchiata in porto per le riparazioni.

Sebbene l'incidente non abbia danneggiato le strutture della nave, l'incidente è significativo per il pericolo rappresentato dalla deriva della metaniera senza propulsione che ha richiesto il trasferimento del carico il più rapidamente possibile.

Anche in questo caso la procedura di trasferimento del carico in emergenza si è mostrata efficace.

LNG Taurus, Dicembre 1980

La metaniera Taurus (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) all'arrivo al porto di Tobata in Giappone ha incontrato mare molto agitato, subendo danni severi alla stiva e un principio d'ingresso d'acqua.

La nave è stata posta di nuovo in galleggiamento dopo quattro giorni mediante pompaggio e pressurizzazione dei serbatoi di zavorra danneggiati.

Malgrado l'impatto, il doppio scafo e i serbatoi GNL sono rimasti intatti. Dopo una verifica delle condizioni dello scafo la nave ha proseguito verso il Terminale dove ha scaricato il prodotto normalmente. I danni sono stati successivamente riparati nel porto di Nagasaki.

Norman Lady, 2002

La metaniera Norman Lady (metaniera con serbatoi Moss da 125000 m³) durante l'attraversamento dello Stretto di Gibilterra è entrata in collisione con il sottomarino USS Oklahoma City, che navigava a bassa profondità e bassa velocità. A seguito dell'urto lo scafo della metaniera ha subito danni lievi per un'estensione di circa 1,5 metri, senza alcun danno ai serbatoi e senza rilascio di prodotto.

Conclusioni

I dati storici più recenti riportati dalla letteratura tecnica internazionale, evidenziano che su più di 55.000 viaggi effettuati sino al 2004 da navi gasiere non si è verificato nessun incidente con rilascio di GNL dai serbatoi delle gasiere (rif. No. [12]).

Quanto riportato nel documento sopra citato è supportato anche dal rapporto "LNG Safety and Security" pubblicato dal Center for Energy and Economics, (rif. No. [4]) che riporta che al 2011 l'industria globale GNL comprendeva 25 impianti di liquefazione, 91 terminali di ricezione (o di rigassificazione) 360 navi che comportavano il trasporto di 220 milioni di tonnellate di GNL ogni anno. Il trasporto del GNL è stato sicuro per più di 40 anni durante i quali le navi gasiere hanno percorso più di 200 milioni di chilometri senza che ci fossero sostanziali incidenti in porto o in mare. Le navi di GNL transitano in aree a elevato traffico, a titolo esemplificativo

il rapporto evidenzia che nel 2000 una nave GNL entrava nella baia di Tokio ogni 20 ore, mentre nel porto di Boston entrava una nave di GNL ogni settimana.

Quanto sopra deriva da precise motivazioni tecniche che fanno sì che anche in caso di collisione, urto o arenamento il rilascio di GNL dai serbatoi della nave gasiera sia estremamente improbabile.

Tutte le navi gasiere sono infatti realizzate in doppio scafo, con uno spazio tra il doppio scafo esterno e la parete del serbatoio che contiene il GNL variabile da 2 a 4 metri. L'effetto di un eventuale impatto di una nave gasiera è stato analizzato in campo internazionale mediante simulazioni strutturali di impatti nelle condizioni più gravose, ovvero per impatti a 90° nei quali cioè la nave impattante urta il fianco della gasiera perpendicolarmente. Una descrizione delle analisi svolte (riportata in Sandia, 2004; Pitblado, 2004) mostra che impatti con navi di grandi dimensioni con velocità inferiori a circa sei nodi non causano danni ai serbatoi interni (rif. No. [13]) e che impatti con altra nave gasiera a velocità di 6.6 nodi o con una petroliera da 300.000 DWT a pieno carico a 1,7 nodi non causano danni al serbatoio interno (rif. No.[12]).

Impatti perpendicolari a elevate velocità con navi di grandi dimensioni in ambito portuale sono evidentemente una occorrenza non credibile e ciò spiega perché non si registrano incidenti con rilasci da serbatoi di navi in terminali di rigassificazione.

C.2 REAZIONI INCONTROLLATE

Al Terminale non saranno effettuate operazioni unitarie quali distillazioni, assorbimenti, estrazioni liquido/liquido o altro e non saranno presenti reattori chimici.

Non è quindi ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate, né esotermiche e/o difficili da controllare.

C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI

C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti

Il clima della Sardegna viene generalmente classificato come “*Mediterraneo Interno*”, caratterizzato da inverni miti e relativamente piovosi ed estati secche e calde. Da un punto di vista più generale, il Mediterraneo può essere considerato come una fascia di transizione tra le zone tropicali, dove le stagioni sono definite in accordo alla quantità di pioggia, e le zone temperate, dove le stagioni sono caratterizzate dalle variazioni di temperatura. Di conseguenza si ha a che fare con grandi variazioni inter-stagionali di precipitazione accompagnate da variazioni di temperatura, senza che però le une le altre raggiungano i valori estremi tipici delle due aree climatiche.

Di seguito si riportano misure reperite dalla stazione meteorologica di Capo Frasca, che si trova a circa 20 km, in linea d'aria, dalla località dove sorgerà l'impianto; questa stazione, che appartiene ad Aeronautica Militare, è ubicata alle coordinate 39° 44' 23.59" N, 8° 27' 34.15" E, a 92 metri sul livello del mare; tra tutte le stazioni meteorologiche operative regionali, risulta essere la più vicina alla Zona nella quale sarà ubicato il Terminale e la più idonea a fornire misure rappresentative visto il suo posizionamento in prossimità del mare e a bassa quota.

Si riportano i dati misurati dalla stazione meteo sopra menzionata relativi al periodo 1971 – 2000 tratti dall' Atlante Climatico dell'Aeronautica Militare:

- ✓ temperature medie mensili;
- ✓ altezze di precipitazione medie mensili.

Tabella 13: Stazione Meteorologica Capo Frasca, Temperature Medie Mensili (Periodo 1971 - 2000) (rif. No. [1])

Mese	Temperatura Media [°C]	Temperatura Massima [°C]	Temperatura Minima [°C]
Gennaio	10.4	13.2	7.6
Febbraio	10.3	13.2	7.5
Marzo	11.7	14.7	8.6
Aprile	13.5	16.7	10.3
Maggio	17.2	20.8	13.7

Mese	Temperatura Media [°C]	Temperatura Massima [°C]	Temperatura Minima [°C]
Giugno	20.9	24.5	17.3
Luglio	24.0	27.8	20.1
Agosto	24.9	28.8	21.1
Settembre	22.3	26.0	18.7
Ottobre	18.6	21.9	15.3
Novembre	14.3	17.3	11.3
Dicembre	11.6	14.4	8.8

Dall'analisi dei dati sulle temperature medie mensili, si osserva che il mese più freddo è quello di Febbraio con un valore medio di 10.3 °C, un minimo di 7.5 °C e un massimo di 13.2 °C. Il mese più caldo è Agosto con una media di 24.9 °C, un minimo di 21.1 °C e un massimo di 28.8 °C. L'escursione termica media fra i valori medi delle massime e quelli delle minime oscilla fra i 5.6 °C di Dicembre e di Gennaio e i 7.7 °C di Agosto.

La tabella seguente, che riporta dati dalla Stazione Meteorologica A.M. 540 presso Oristano (Lat. 39,53 – Long. 8,35 – Alt. 19 m), che si trova a circa 7 chilometri dal Porto di Oristano, mostra che, in tutte le stagioni dell'anno, vi è una prevalenza delle classi di stabilità D e F con una frequenza annuale rispettivamente del 40.2% e 30.8% (periodo di osservazione da Gennaio 1951 a Dicembre 1961).

Tabella 14: Distribuzione delle Frequenze Stagionali e Annuali (%.)

Stagioni	Classi di Stabilità							Nebbia	TOTALE
	A	B	C	D	E	F+G			
DIC-GEN-FEB	0.74	10.95	7.12	113.03	32.93	80.71	1.81	247.30	
MAR-APR-MAG	4.64	11.56	18.75	116.32	29.16	67.13	2.08	249.65	
GIU-LUG-AGO	4.84	26.88	38.37	89.85	28.43	66.12	1.68	256.17	
SETT-OTT-NOV	3.43	14.04	12.77	82.86	38.44	94.82	0.54	246.89	
TOTALE	13.64	63.44	77.01	402.06	128.96	308.78	6.12	1000.00	

Per lo studio delle caratteristiche anemologiche dell'area di studio, i dati di base, ricostruiti dal noto istituto ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasting) di Reading, Inghilterra, si riferiscono ai dati di vento del database mondiale ECMWF ERA- Interim, estratti nel Punto ERA_ORI (39.75°N, 8.25°E) al largo di Oristano.

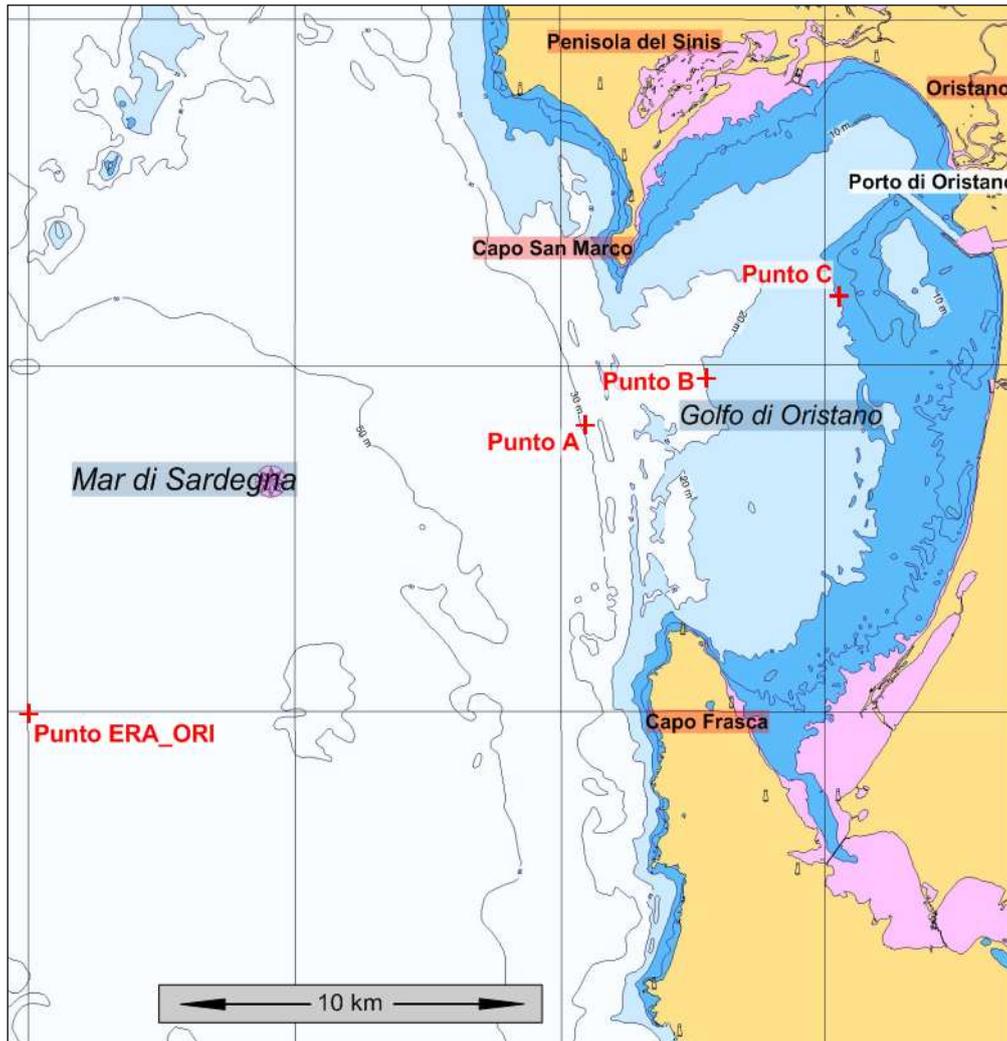


Figura 3: Area di Studio, Caratteristiche Batimetriche e Ubicazione dei Dati di Base

La distribuzione annuale dell'intensità del vento per direzione di provenienza, riferita ai dati di base del database ECMWF - ERA – Interim, è mostrata graficamente nella Figura 4 (rosa del vento).

Il regime medio annuale del vento è caratterizzato da una netta prevalenza dei settori direzionali 300 e 330°N (con il 39% degli eventi) e secondariamente del settore 120°N (11% degli eventi). Il resto degli eventi è distribuito piuttosto equamente tra le altre direzioni.

Per quanto riguarda le intensità, gli eventi con velocità inferiore a 8 m/s sono circa il 70% del totale, quelli inferiori a 20 m/s sono circa il 99%; valori superiori a 20 m/s sono presenti in circa lo 0.1% degli eventi, mentre i valori massimi sono di 26 m/s, provenienti da 60°N.

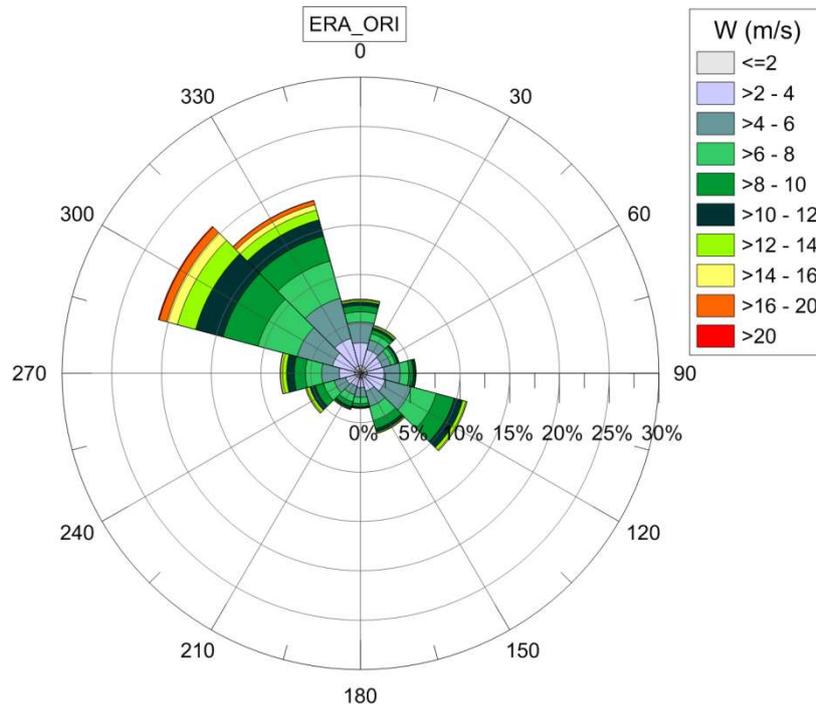


Figura 4: Punto ERA_ORI – (1985 – 2014) Rosa Annuale del Vento

C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteo marini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici

Morfologia dei Fondali

Il Golfo di Oristano si affaccia al Mar di Sardegna che si estende fino all'arcipelago spagnolo delle Baleari raggiungendo la profondità massima di 3,068 m a 150 km a nord est dell'isola di Minorca. Ha una forma grossomodo ovale ed è delimitato a Nord da Capo San Marco, nella Penisola del Sinis e a Sud da Capo Frasca, due grandi piattaforme basaltiche. Il Golfo è caratterizzato da una costa prevalentemente bassa e sabbiosa, con l'eccezione dei due promontori rocciosi, che chiudono il Golfo a Nord.

I fondali antistanti l'imboccatura del golfo sono caratterizzati da profondità di circa 30 m e da un piano batimetrico orientato NNO-SSE.

All'interno del Golfo i fondali presentano le caratteristiche tipiche delle insenature, con le isobate che, a costa, seguono l'andamento della linea di riva, mentre man mano che aumentano le profondità tendono ad allinearsi con le isobate presenti all'esterno del Golfo. Procedendo da sud verso nord, questo caratteristico andamento dei fondali si interrompe nei pressi del Porto di Oristano: in questa zona si ha la presenza di un grande canale orientato NE-SO, caratterizzato da fondali che passano gradualmente da 20 a 10 m di profondità circa, realizzato al fine di facilitare l'accesso delle navi al Porto.

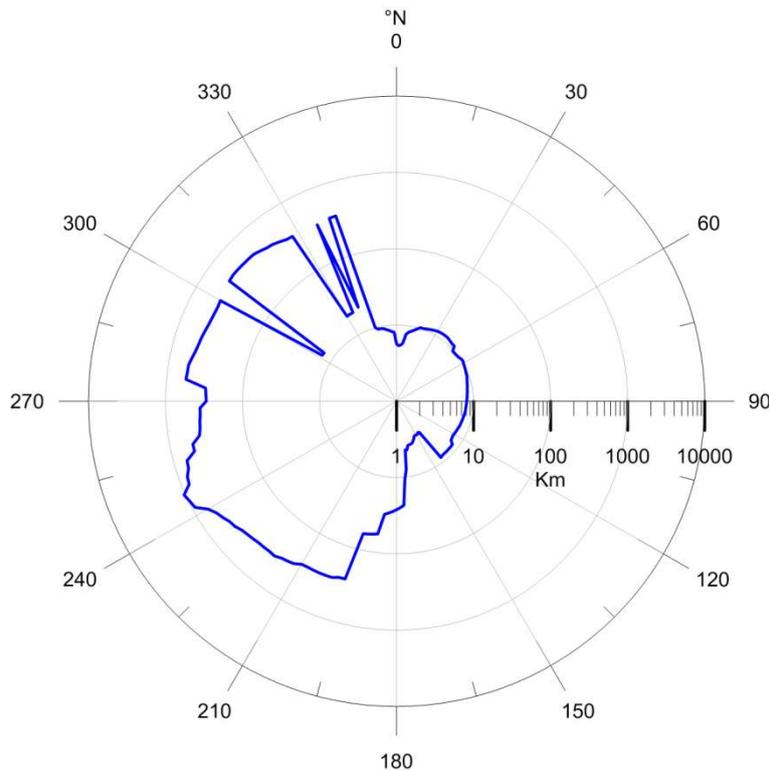


Figura 5: Fetch Associati all'Area di Studio

Caratteristiche Moto Ondoso

Si riporta nel seguito il clima del moto ondoso e i valori estremi al largo e a costa. Si ricorda che i dati di base si riferiscono ai dati di vento del database ECMWF ERA-Interim estratti nel Punto ERA_ORI al largo di Oristano, validati e corretti.

La distribuzione annuale dell'altezza d'onda al largo in funzione delle direzioni di provenienza è mostrata graficamente in Figura 6 (rosa delle onde).

Dall'osservazione della figura appare subito evidente la marcata direzionalità del clima ondoso, caratterizzata dai settori 300 e 330°N che rappresentano circa il 50% degli eventi totali. Per quanto riguarda le altezze, circa l'80% delle onde risulta inferiore a 2 m, circa il 17% risulta compreso tra 2 e 4 m, circa il 2% risulta compreso tra 4 e 5 m e solo l'1% è caratterizzato da altezze superiori a 5 m. Si noti che le onde più alte, comprese tra 7 e 9 m, provengono dai settori direzionali 270-330°N.

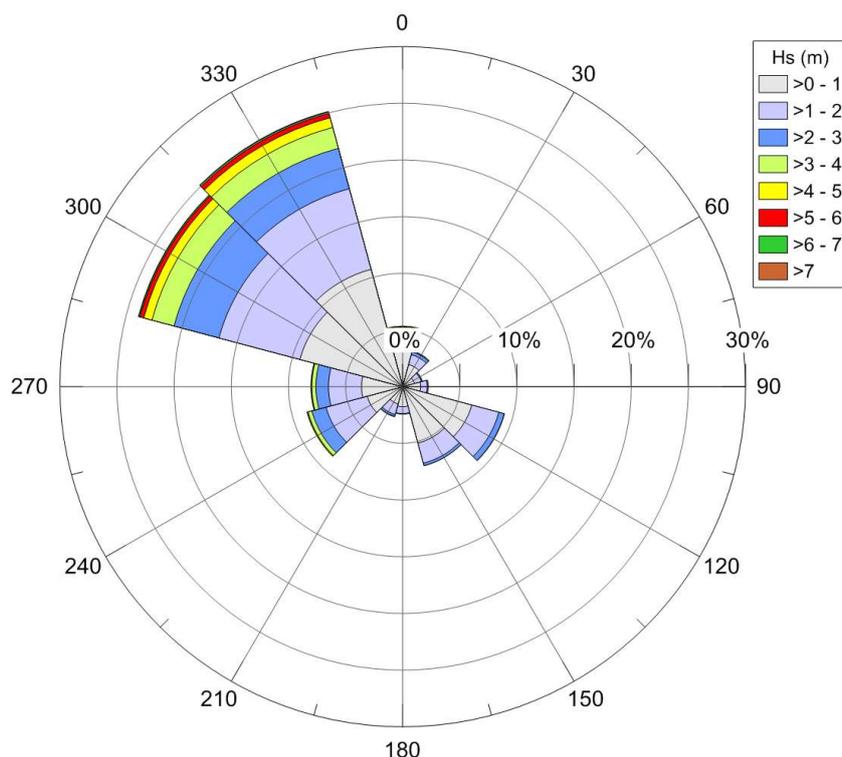


Figura 6: Rosa Annuale delle Onde al Largo – Punto ERA_ORI

Perturbazioni Geofisiche

Relativamente alla classificazione sismica, l'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire a quattro zone sismiche in cui è stata divisa l'Italia.

Tabella 15: Zone Sismiche e Accelerazioni Associate – Italia

Zona sismica	Descrizione (Classificazione INGV)	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (ag)	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (ag)
1	È la zona più pericolosa. Possono verificarsi fortissimi terremoti	ag >0.25	0.35
2	In questa zona possono verificarsi forti terremoti	0.15 <ag ≤ 0.25	0.25
3	In questa zona possono verificarsi forti terremoti ma rari	0.05 <ag ≤ 0.15	0.15
4	È la zona meno pericolosa. I terremoti sono rari.	ag ≤ 0.05	0.05

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006 ha classificato la Regione Sardegna come zona sismica 4. Tale classificazione era stata già recepita a emissione della O.P.C.M. 3274 del 20 Marzo 2003, dalla Regione Sardegna con Delibera Giunta Regionale 15/31 del 30 Marzo 2004.

A tale proposito si evidenzia che facendo riferimento alla “Guida Tecnica Linee di Indirizzo per la Riduzione della Vulnerabilità Sismica dell’Impiantistica Antincendio” emessa dal Ministero dell’Interno nel Dicembre 2011, la classe di pericolosità del sito è classificata bassa.

La caratterizzazione sismica del sito sarà svolta ai sensi del D.M. 14 Gennaio 2008, Norme Tecniche per le Costruzioni e la progettazione del sito svolta congruentemente.

Perturbazioni Cerauniche

Lo studio della protezione del Terminale contro le fulminazioni è stato effettuato facendo riferimento allo standard IEC 62305 “Lightning protection”.

C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

Nel seguente capitolo è presentata l’analisi degli eventi incidentali possibili per l’impianto oggetto del presente rapporto.

C.4.1 Sequenze incidentali

L’analisi per l’individuazione delle ipotesi incidentali è stata effettuata utilizzando le metodologie indicate al Capitolo 2 dell’Allegato I del D.P.C.M. del 31/03/1989.

Gli Eventi Incidentali individuati e analizzati sono riportati in Allegato C.4 al presente documento e sono elencati nel seguito:

Tabella 16: Eventi Incidentali Individuati

Evento No.	Descrizione
Evento 1 (fase di scarico nave gasiera)	Rilascio di GNL in banchina (dal braccio di scarico e dal tratto di tubazione fino alla prima valvola di intercettazione di emergenza)
Evento 2a	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile fino al limite di impianto in fase di scarico metaniera
Evento 2b	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile fino al limite di impianto in fase di ricircolo
Evento 3 (fase di carico autocisterne)	Rilascio di GNL dalla condotta di carico autocisterne
Evento 4 (fase di carico autocisterne)	Rilascio di GNL dal braccio di carico autocisterne
Evento 5 (fase di carico di una bettolina)	Rilascio di GNL da mandata pompe GNL in fase di carico di una bettolina
Evento 6 (fase di carico di una bettolina)	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile in fase di carico di una bettolina
Evento 7 (fase di ricircolo)	Rilascio di GNL dalle condotte del sistema di ricircolo
Evento 8 (fase di carico autocisterne)	Rilascio di gas naturale dalle condotte di ritorno vapori
Evento 9 (fase di carico di una bettolina)	Rilascio di GNL dalla manichetta di carico bettoline
Evento 10a (fase di carico di una bettolina)	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi GNL in fase di scarico metaniere
Evento 10b (fase di ricircolo)	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi GNL in fase di ricircolo
Evento 11	Rilascio di GNL dall’impianto di reliquefazione
Evento 12	Rilascio di Mixed Refrigerant dall’impianto di reliquefazione
Evento 13	Rilascio di ammoniacca dall’impianto di reliquefazione

Evento No.	Descrizione
Evento 14	Rilascio di GNL dall'impianto di ri-gassificazione (da pompe LP a pompe HP)
Evento 15	Rilascio di GNL dall'impianto di ri-gassificazione (da pompe hp a vaporizzatori)
Evento 16	Rilascio di GN dall'impianto di ri-gassificazione (da vaporizzatori a punto consegna SNAM)

C.4.2 Stima delle conseguenze degli scenari incidentali

Le conseguenze degli scenari incidentali individuati come credibili sono analizzate nel documento riportato in Allegato C.4 al presente Rapporto Preliminare di Sicurezza.

C.4.3 Mappe di danno

Le mappe di danno degli scenari incidentali individuati come credibili sono rappresentate nel documento riportato in Allegato C.4 al presente Rapporto Preliminare di Sicurezza.

C.4.4 Analisi delle conseguenze ambientali

Come riportato al Paragrafo B.3.5, le sostanze movimentate nel Terminale, sono Gas Naturale (Liquefatto e in fase gas), Gasolio, Glicole, Ammoniaca e MR-Etano.

Il GNL, come si riscontra sia nella tabella riportata al medesimo paragrafo sia nelle schede di sicurezza delle sostanze allegate al presente documento (Allegato I.2), non risulta essere caratterizzato da frasi di rischio pericolose per l'ambiente.

In ogni caso si precisa che il sistema di raccolta delle possibili fuoriuscite di GNL, descritto nel dettaglio al Paragrafo D.3, è progettato per raccogliere e contenere eventuali sversamenti intorno e al di sotto dei serbatoi, di valvole, tubazioni e apparecchiature in cui siano contenuti liquidi criogenici, e impedire la dispersione nel terreno.

In ogni caso dispersioni di GNL comportano l'evaporazione del prodotto stesso che non si configura come fluido che possa impregnare il terreno e provocarne contaminazione.

Il GNL, come riportato nelle schede di sicurezza disponibili, non causa danno per l'ambiente.

Relativamente al gasolio, al glicole e all'etano i quantitativi presenti sono molto inferiori alle soglie di applicazione del D.Lvo 105/15. Inoltre i serbatoi di stoccaggio del gasolio e glicole sono dotati di sistema di raccolta per eventuali rilasci e i reflui saranno trattati adeguatamente.

Relativamente alle condotte presenti nella trincea tubazioni che approvvigionano l'impianto IVI Petrolifera si evidenzia che eventuali rilasci di prodotto saranno contenuti all'interno della trincea tubazioni. Grazie alla pavimentazione delle aree potenzialmente interessate dai rilasci è possibile escludere la contaminazione del suolo, in quanto l'inquinante rimarrà confinato all'interno dell'area pavimentata contenuto dalla trincea.

C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI E INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

C.5.1 Sintesi dei risultati dell'analisi degli eventi incidentali

La sintesi degli scenari incidentali credibili è riportata in Allegato I.5 al presente documento.

Sulla base delle risultanze dell'analisi di rischio è possibile trarre le seguenti conclusioni:

- ✓ gli effetti di alcuni scenari incidentali analizzati potrebbero interessare aree esterne ai confini di stabilimento. Tuttavia, come dettagliato nel successivo Paragrafo C.5.2, la compatibilità dello Stabilimento con il territorio circostante, valutata in relazione alla sovrapposizione delle tipologie di insediamento con l'involuppo delle aree di danno determinate dai singoli scenari incidentali credibili individuati, risulta rispettata;
- ✓ la possibilità di effetto domino conseguente all'accadimento degli scenari incidentali analizzati è minimizzata mediante opportune misure di protezione e prevenzione, quali ad esempio: sistema di rilevazione gas/incendi che permette di intervenire tempestivamente in caso di perdite di prodotto / incendio; valvole di

intercettazione automatiche che permettono di isolare un'eventuale perdita al fine di ridurre il quantitativo di sostanza pericolosa rilasciata; sistemi di raffreddamento delle apparecchiature; realizzazione dei serbatoi di stoccaggio con adeguata resistenza al fuoco;

- ✓ gli scenari incidentali ipotizzati per il terminale GNL non sono tali da poter generare effetti domino presso l'esistente Deposito Costiero di Idrocarburi gestito da IVI Petrolifera S.p.A.;
- ✓ i serbatoi di stoccaggio e le apparecchiature di processo installate all'interno dell'area del terminale non sono interessate dagli effetti degli scenari incidentali che potrebbero originarsi presso l'esistente Deposito Costiero di Idrocarburi gestito da IVI Petrolifera S.p.A.;
- ✓ non sono ipotizzabili scenari di dispersione tossica che si possano configurare come incidenti rilevanti, infatti in caso di rilascio di ammoniaca le distanze alle quali possono essere raggiunte concentrazioni tossiche sono estremamente ridotte (nell'intorno del punto di rilascio);
- ✓ rispetto al progetto originario sono possibili, a seguito dell'aggiunto dell'unità di rigassificazione, tre nuovi eventi incidentali (No. 14, 15 e 16), le cui conseguenze sono comunque ricomprese nell'inviluppo delle aree di danno di tutti gli scenari incidentali analizzati;
- ✓ i rischi a cui sono esposti i lavoratori presso il sito sono ben chiari e possono essere gestiti applicando procedure progettuali e operative corrette e assicurandosi che vengano prese tutte le misure adeguate per garantire che i rischi connessi si mantengano al livello più basso ragionevolmente possibile.

Sulla base di quanto detto sopra, si conclude che gli scenari incidentali e le distanze di danno associate sono da considerarsi nel complesso congrue per la realtà impiantistica in esame e che il rischio complessivo dello stabilimento è analogo rispetto alla precedente configurazione impiantistica già autorizzata.

C.5.2 Elementi per la pianificazione territoriale ai sensi del D.M. 9 Maggio 2001

Come risultato dall'analisi di rischio riportata in Allegato C.4, alcuni eventi potrebbero impattare aree esterne ai limiti di impianto.

Per questi scenari si riportano quindi le informazioni richieste alla Sezione 7.1 dell'Allegato al D.M. 9/05/2001 "Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante", in particolare:

- ✓ estensione delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti di cui al succitato decreto;
- ✓ classe di probabilità di ogni singolo evento, espressa secondo le classi di cui al succitato decreto.

Tali informazioni sono riportate nelle seguenti tabelle, organizzate per ciascuna delle classi di probabilità definite dal D.M. 9/05/2001, che riportano le distanze di danno che interessano aree all'esterno del perimetro di impianto indicando le categorie territoriali compatibili.

Tabella 17: Scenari incidentali della classe di probabilità < 1.00E-06 ev/anno e categorie territoriali compatibili

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario [ev/anno]	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
				Categorie Territoriali Compatibili secondo D.M. 09/05/2001 [distanze in metri dal punto di rilascio]			
				Zona 4 (Cat. BCDEF)	Zona 3 (Cat. CDEF)	Zona 2 (Cat. DEF)	Zona 1 (Cat. EF)
2a – 1"	Flash Fire	2F	1.03E-07	--	--	49	35
2a – 1"	Flash Fire	5D	1.03E-07	--	--	38	24
2b – 1"	Jet Fire	2F	7.07E-07	11	9	8	6
2b – 1"	Jet Fire	5D	7.07E-07	11	10	9	7
2b – 1"	Flash Fire	2F	1.65E-07	--	--	7	4
2b – 1"	Flash Fire	5D	1.65E-07	--	--	4	3

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario [ev/anno]	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
				Categorie Territoriali Compatibili secondo D.M. 09/05/2001 [distanze in metri dal punto di rilascio]			
				Zona 4 (Cat. BCDEF)	Zona 3 (Cat. CDEF)	Zona 2 (Cat. DEF)	Zona 1 (Cat. EF)
3 – 4"	Jet Fire	2F	1.52E-07	80	647	57	44
3 – 4"	Jet Fire	5D	1.52E-07	79	64	55	44
3 – 4"	Flash Fire	2F	3.55E-07	--	--	66	37
3 – 4"	Flash Fire	5D	3.55E-07	--	--	44	--
4 – 3"	Jet Fire	2F	1.13E-07	58	47	41	32
4 – 3"	Jet Fire	5D	1.13E-07	58	47	41	32
4 – 3"	Flash Fire	2F	2.64E-07	--	--	46	25
4 – 3"	Flash Fire	5D	2.64E-07	--	--	29	18
5 – 4"	Jet Fire	2F	4.40E-08	221	177	155	124
5 – 4"	Jet Fire	5D	4.40E-08	213	172	148	117
5 – 4"	Flash Fire	2F	1.26E-07	--	--	375	109
5 – 4"	Flash Fire	5D	1.26E-07	--	--	142	93
6 – 1"	Flash Fire	2F	5.13E-08	--	--	48	31
6 – 1"	Flash Fire	5D	5.13E-08	--	--	34	20
7 – 4"	Jet Fire	2F	1.13E-07	11	9	8	6
7 – 4"	Jet Fire	5D	1.13E-07	11	10	9	7
7 – 4"	Flash Fire	2F	2.63E-07	--	--	7	4
7 – 4"	Flash Fire	5D	2.63E-07	--	--	4	3
9 – 15mm	Flash Fire	2F	1.02E-07	--	--	29	16
9 – 15mm	Flash Fire	5D	1.02E-07	--	--	19	--
10a – 1"	Flash Fire	2F	7.09E-08	--	--	49	35
10a – 1"	Flash Fire	5D	7.09E-08	--	--	38	24
10b – 1"	Flash Fire	2F	1.02E-07	--	--	7	4
10b – 1"	Flash Fire	5D	1.02E-07	--	--	4	3
13 – 4"	Jet Fire	2F	1.92E-07	170	133	--	--
13 – 4"	Jet Fire	5D	1.92E-07	165	106	--	--
14 – 4"	Jet Fire	2F	7.80E-07	93	74	66	--
14 – 4"	Jet Fire	5D	7.80E-07	90	72	--	--
16 – 4"	Jet Fire	2F	4.74E-07	73	60	52	36
16 – 4"	Jet Fire	5D	4.74E-07	71	58	50	41

Tabella 18: Scenari incidentali della classe di probabilità tra 1.00E-06 ev/anno e 1.0E-04 ev/anno e categorie territoriali compatibili

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario [ev/anno]	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
				Categorie Territoriali Compatibili secondo D.M. 09/05/2001 [distanze in metri dal punto di rilascio]			
				Zona 4 (Cat. CDEF)	Zona 3 (Cat. DEF)	Zona 2 (Cat. EF)	Zona 1 (Cat. F)
3 – 1"	Jet Fire	2F	7.30E-06	59	47	42	32
3 – 1"	Jet Fire	5D	7.30E-06	58	48	41	33
3 – 1"	Flash Fire	2F	1.70E-05	--	--	47	--
3 – 1"	Flash Fire	5D	1.70E-05	--	--	30	--
5 – 1"	Jet Fire	2F	1.74E-06	60	49	43	33
5 – 1"	Jet Fire	5D	1.74E-06	60	48	42	33
5 – 1"	Flash Fire	2F	4.06E-06	--	--	48	31
5 – 1"	Flash Fire	5D	4.06E-06	--	--	34	20
7 – 1"	Jet Fire	2F	2.75E-06	11	9	8	6
7 – 1"	Jet Fire	5D	2.75E-06	11	10	9	7
7 – 1"	Flash Fire	2F	6.41E-06	--	--	7	4
7 – 1"	Flash Fire	5D	6.41E-06	--	--	4	3
14 – 4"	Flash Fire	2F	1.82E-06	--	--	105	--
15 – 4"	Jet Fire	2F	1.59E-06	83	67	--	--
15 – 4"	Jet Fire	5D	1.59E-06	81	66	--	--
16 – 1"	Jet Fire	2F	1.50E-06	44	37	32	21
16 – 1"	Jet Fire	5D	1.50E-06	44	36	31	25
16 – 1"	Flash Fire	2F	3.50E-06	--	--	22	14
16 – 1"	Flash Fire	5D	3.50E-06	--	--	16	10
16 – 4"	Flash Fire	2F	1.11E-06	--	--	36	24
16 – 4"	Flash Fire	5D	1.11E-06	--	--	28	17

Tabella 19: Scenari incidentali della classe di probabilità tra 1.00E-04 ev/anno e 1.0E-03 ev/anno e categorie territoriali compatibili

Evento	Scenario	Condizione Meteorologica	Frequenza scenario [ev/anno]	Lesioni Reversibili	Lesioni Irreversibili	Inizio Letalità	Elevata Letalità
				Categorie Territoriali Compatibili secondo D.M. 09/05/2001 [distanze in metri dal punto di rilascio]			
				Zona 4 (Cat. DEF)	Zona 3 (Cat. EF)	Zona 2 (Cat. F)	Zona 1 (Cat. F)
15 – 1"	Jet Fire	2F	1.02E-04	83	67	--	--
15 – 1"	Jet Fire	5D	1.02E-04	81	66	--	--

Le categorie del territorio sono classificate dal D.M. 9/05/2001. In particolare, sulla base di quanto riportato al Paragrafo A.1.2, si ritiene che le aree limitrofe allo stabilimento possano essere considerate di Categoria F, definita come “Area entro i confini dello stabilimento” o “Area limitrofa allo stabilimento, entro la quale non sono presenti manufatti o strutture in cui sia prevista l'ordinaria presenza di gruppi di persone” o di Categoria E, definita come “Insedimenti industriali, artigianali, agricoli, e zootecnici”.

Sulla base delle distanze di danno e delle frequenze, gli scenari incidentali che impattano sulla zona esterna allo stabilimento risultano tutti compatibili con le categorie territoriali “E” ed “F” ipotizzate.

Anche a seguito delle modifiche apportate al progetto, rimane quindi confermata la compatibilità dello Stabilimento con il territorio circostante, valutata in relazione alla sovrapposizione delle tipologie di insediamento, con l'involuppo delle aree di danno determinate dai singoli scenari incidentali credibili individuati.

C.6 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI

C.6.1 Descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti

C.6.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico

Bracci di Scarico

I bracci di scarico sono dotati di sistemi di attacco a innesto/disinnesto rapido e sistema di rilascio di emergenza (PERC – Powered Emergency Release Coupling). Gli attacchi a innesto/disinnesto rapido vengono utilizzati per collegare i bracci di scarico alla flangia della nave metaniera. I bracci sono progettati per garantire una connessione sicura e rapida tale da assicurare un collegamento adeguato. Gli attacchi a sgancio rapido sono installati per evitare problemi al braccio di scarico in caso di nave alla deriva e sono costituiti da due valvole a sfera e un meccanismo idraulico di rilascio. Il volume tra le valvole viene ridotto al minimo per limitare la potenziale fuoriuscita. Il sistema viene attivato con un singolo cilindro idraulico. In caso di attivazione il sistema di attacco può essere facilmente rimontato.

Il braccio di scarico dispone di una struttura di supporto separata e cuscinetti per limitare il carico sul giunto snodato e sulle tubazioni GNL.

I bracci di carico sono inoltre dotati degli accessori necessari:

- ✓ raccordo di scarico sul punto inferiore con una valvola di chiusura;
- ✓ sistema di spurgo azoto con le valvole necessarie;
- ✓ scale di sicurezza e piattaforma di manutenzione;
- ✓ sistema di monitoraggio posizione continuo;
- ✓ impianto idraulico alimentato per il movimento dei bracci (solo per i bracci sul pontile);
- ✓ unità di controllo da remoto (solo per scarico nave);
- ✓ sistema di messa a terra.

Manichetta

La manichetta è dotata di attacco rapido e raccordi di distacco manuale che consentono un funzionamento sicuro e affidabile tra il deposito e la bettolina. Tubi e raccordi devono essere conservati in appositi armadi nel terminale GNL dopo lo scarico di GNL.

Al fine di consentire un funzionamento sicuro durante le operazioni di carico, la stazione di carico della bettolina è interamente dotata di:

- ✓ manichette per trasferimento del GNL;
- ✓ raccordo del flessibile con attacco rapido e raccordi di distacco manuale;
- ✓ valvola doppio blocco e sfiato per l'isolamento manuale;
- ✓ valvola on/off automatica;
- ✓ valvola di regolazione per aumentare il flusso;

- ✓ sensore di misura della temperatura, adeguatamente installato in banchina per rilevare grandi perdite di GNL;
- ✓ flussometro e totalizzatore per la misura fiscale;
- ✓ trasmettitori di temperatura e pressione;
- ✓ valvola di spurgo azoto;
- ✓ rilevatori di incendi e gas;
- ✓ pulsante di arresto di emergenza;
- ✓ luci di segnalazione.

Svuotamento bettolina in emergenza

In caso di emergenza e qualora la bettolina abbia bisogno di rimuovere il proprio carico, tale operazione sarà effettuata mediante l'uso di azoto. L'impianto sarà dotato di punto di connessione sulla banchina per l'uso di azoto a questo scopo. La bettolina può quindi collegare il tubo per l'azoto per spingere il GNL indietro ai serbatoi a terra. Questa operazione sarà esclusivamente condotta manualmente e effettuata in caso di emergenza.

Serbatoi

Livello

Il livello di GNL nel serbatoio di stoccaggio viene monitorato in base alla misurazione della pressione differenziale (33LIT1135, 33LIT1145), che viene utilizzata anche per prevenire il sovrariempimento dei serbatoi. Un blocco di altissimo livello nel serbatoio di stoccaggio fornisce un'ulteriore protezione per prevenire il sovrariempimento.

L'indicatore di livello (33LIT1135) consente inoltre di arrestare lo scarico della nave, in caso di alto livello e attivare l'arresto di emergenza, la chiusura delle ESDV in caso di altissimo livello, chiudendo le valvole sul collettore e sul braccio di scarico e l'arresto delle pompe sulla nave.

In caso di bassissimo livello di GNL nei serbatoi di stoccaggio, viene attivato automaticamente l'arresto controllato del processo ("Process Shut Down"), che blocca anche le pompe di GNL, evitando il danneggiamento delle stesse.

Pressione

Il monitoraggio della pressione nei serbatoi di GNL (No. 33PIT1160) attiverà, se necessario, un allarme che consentirà l'arresto dello scarico della nave.

In caso di alta pressione il 33PIT1145 attiverà l'arresto di emergenza, chiudendo le valvole ESD sul collettore e sui bracci di carico e provvederà a inviare alla nave il segnale di fermata per le pompe di scarico della nave stessa.

Ogni serbatoio è inoltre protetto da 4 valvole di sovrappressione (PSV) suddivise in due coppie spare (di back up o ridondate) separate da una valvola a tre vie manuale necessaria per le operazioni di manutenzione sulle valvole di sicurezza.

Isolamento tra il serbatoio interno e quello esterno

Un indicatore di pressione monitora il grado di vuoto presente tra il serbatoio interno e il serbatoio esterno, un allarme allerta l'operatore in caso di perdita del vuoto.

Pensiline di Carico Autocisterne

La stazione di riempimento delle autobotti e la linea di alimentazione GNL sono stati progettati per il rifornimento di 2 autobotti contemporaneamente.

Le due linee di rifornimento sono dotate di:

- ✓ bracci di carico per trasferimento GNL;
- ✓ pannello di interfaccia per operatore;
- ✓ valvola doppio blocco e sfiato per l'isolamento manuale;
- ✓ valvola on/off automatica;
- ✓ valvola di controllo regolata tramite controllo portata (42m³/h di valore di riferimento);

- ✓ sensore di misura della temperatura, installato al suolo per rilevare grandi perdite di GNL;
- ✓ flussometro per controllo portata;
- ✓ flussometro e totalizzatore per la misura fiscale;
- ✓ sensori di temperatura e pressione;
- ✓ valvola di spurgo azoto;
- ✓ sistema di messa a terra e relativi cavi con sistema di rilevamento della corretta connessione a terra dell'Autobotte;
- ✓ rilevatori di incendio e gas;
- ✓ pulsante di arresto di emergenza;
- ✓ luci di segnalazione.

Un punto di campionamento del gas viene collocato sul condotto di GNL comune all'interno dell'area della stazione di carico delle autobotti. Il condotto di campionamento viene collegato a un ingresso del gascromatografo.

Un pannello operatore si trova all'interno dell'area della stazione di carico. L'operatore è in grado di controllare l'intera operazione di carico dal pannello, tra cui avviamento, arresto e valori di set point definiti per il riempimento.

Un sensore di misura della temperatura viene installato a terra per rilevare eventuali perdite di GNL durante il riempimento dell'autobotte per ogni stazione. Lo strumento viene installato nel punto in cui è più probabile un accumulo di GNL liquido a causa di rilasci durante il riempimento.

Un sensore di temperatura è installato nella linea di ritorno dei vapori dall'autobotte al fine di rilevare l'eventuale eccessivo riempimento dell'autobotte. Se la temperatura è eccessivamente bassa, questa è una indicazione che l'autobotte è sovraccarica e che la procedura di carico deve essere interrotta.

C.6.1.2 [Precauzioni dal punto di vista gestionale](#)

IVI Petrolifera S.p.A. adotterà un Sistema di Gestione della Sicurezza. Prima dell'avviamento delle nuove installazioni saranno predisposti:

- ✓ un documento che definirà la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, allegando il programma adottato per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza (Allegato 3 al D.L.vo 105/15 e D.M. 9/8/2000);
- ✓ il Sistema di Gestione della Sicurezza di cui all'Allegato 3 e all'Allegato B del D.L.vo 105/15.

Il Sistema di Gestione comprenderà:

- ✓ Manuale del Sistema di Gestione;
- ✓ una serie di procedure aziendali specifiche per la gestione della sicurezza.

C.6.2 [Accorgimenti previsti per prevenire gli errori umani](#)

Le precauzioni che saranno adottate allo scopo di prevenire e ridurre gli incidenti connessi a errori umani saranno le seguenti:

- ✓ adeguata selezione del personale;
- ✓ utilizzo di istruzioni operative e di manuali operativi dell'impianto;
- ✓ addestramento periodico del personale;
- ✓ cartellonistica di sicurezza e operativa;
- ✓ aggiornamento periodico del personale.

C.6.3 [Valutazione della sicurezza in relazione allo stato funzionale dell'impianto](#)

La valutazione degli eventi incidentali identificati considerando tutte le modalità operative in cui opera l'impianto è riportata al Paragrafo C.4. Ai capitoli C.6 e C.7 vengono presentate le misure di prevenzione e protezione previste. La salvaguardia delle utenze vitali e il funzionamento delle apparecchiature critiche in emergenza è garantito dalla presenza del generatore diesel di emergenza installato in impianto.

C.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI

Si riportano in questa sezione tutte le precauzioni e i coefficienti di sicurezza adottati per la progettazione dell'Impianto.

C.7.1 Precauzioni e coefficienti di sicurezza adottati nella progettazione delle strutture

Le posizioni delle strutture si basano su distanze di sicurezza applicabili fornite dagli standard in vigore. Gli standard locali e i pertinenti standard internazionali, tra cui EN 1473:2016, vengono osservati durante la progettazione degli edifici e dell'area del terminal.

Area delle pompe GNL

Le pompe GNL saranno situate su una piattaforma di cemento a cielo aperto. Non sono necessarie strutture civili, come ripari o edifici, in quanto le pompe sono progettate per resistere a tutte le condizioni atmosferiche.

Altri moduli di processo

Altre apparecchiature di processo, quali attrezzature e unità legate alla liquefazione del gas naturale, si trovano su piattaforme di cemento. Non sono previsti edifici o ripari.

Impianti elettrici e di controllo

Gli impianti elettrici e la sala di controllo sono costituiti da quadri prefabbricati. La ventilazione e l'impianto di aria condizionata sono dimensionati in base alle condizioni del sito quali temperatura massima e minima, umidità, ecc., al fine di garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche.

In Allegato B.3.2 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per la progettazione delle strutture.

C.7.2 Norme e criteri di progettazione degli impianti elettrici, dei sistemi di strumentazione di controllo, degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed elettrostatiche

Le precauzioni progettuali e costruttive assunte per gli impianti elettrici, di controllo e di protezione contro le scariche atmosferiche saranno allineate alle disposizioni normative vigenti. I principali riferimenti adottati nella progettazione delle apparecchiature includendo le apparecchiature elettriche sono riportate In Allegato B.3.2.

Il sistema a bassa tensione è progettato per garantire l'alimentazione di tutte le utenze all'interno dell'impianto quali:

- ✓ pompe di trasferimento GNL;
- ✓ compressore aria compressa;
- ✓ sistema di ventilazione e aria condizionata;
- ✓ illuminazione dell'impianto.

I due trasformatori che alimenteranno l'impianto saranno localizzati al di fuori dell'area di impianto stessa.

Alimentazione di Emergenza

In caso di perdita dell'alimentazione elettrica principale è presente un generatore elettrico di emergenza di potenza pari a 200 kW che garantirà l'alimentazione in emergenza di tutte le apparecchiature di impianto per 24 ore.

La pompa antincendio sarà posizionata al di fuori dell'impianto, all'interno del Deposito Oli esistente e non sarà alimentata dalla rete elettrica dell'Impianto GNL.

Impianto di Protezione Contro le Scariche Atmosferiche

L'impianto sarà progettato per proteggere le strutture e gli edifici, sarà in accordo alla IEC 62305-1 al fine di garantire un sistema di protezione di livello IV.

C.7.3 Norme e criteri di progettazione dei recipienti e apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni, dei dispositivi di scarico della pressione e dei sistemi di convogliamento ed eventuale abbattimento

In Allegato B.3.2 è riportato un elenco delle principali norme e prescrizioni italiane, europee e internazionali e dei principali standard, a cui si fa riferimento per la progettazione delle apparecchiature di processo, dei serbatoi e delle tubazioni.

I serbatoi di stoccaggio GNL sono pensati in accordo allo standard internazionale BS EN 13458.

C.7.4 Torce e scarichi d'emergenza all'atmosfera di prodotti tossici e/o infiammabili

Tutti gli sfiati saranno collettati al sistema di torcia. La torcia è indicata nel layout di impianto in Allegato A.2.3 al presente documento. La torcia è stata dimensionata in accordo alla norma EN 1473. Il caso dimensionante è il blocco all'uscita di uno dei vaporizzatori. Si prevedono due linee separate, una di alta e una di bassa pressione, condotte a un tip comune.

Il sistema è dimensionato per una portata massima pari a 45,000 kg/h; la torcia presenta un'altezza di 36 m ed è stata ubicata in un'area in cui fosse possibile creare un'adeguata area sterile, come indicato nella normativa.

Si evidenzia che il dimensionamento della torcia sarà ulteriormente verificato in fase di progettazione successiva.

C.7.5 Modalità e periodicità di controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza, dei sistemi di blocco e di tutti i componenti critici per la sicurezza

Tutti i sistemi di blocco saranno sottoposti a verifica ispettiva periodica, le modalità operative di verifica verranno definite nel Manuale Operativo di Impianto.

In particolare si evidenzia che le PSV presenti in impianto, e in particolare sui serbatoi, saranno testate periodicamente, al fine di garantirne la funzionalità in caso di emergenza.

C.7.6 Criteri di protezione dei contenitori di sostanze pericolose nei confronti della corrosione esterna

In impianto non sono presenti sostanze corrosive.

Le strutture e le attrezzature sono progettate e costruite per sostenere le condizioni atmosferiche prevalenti in Oristano.

Le apparecchiature saranno verniciate con vernice C5-M "Zone costiere e offshore con alta salinità".

Saranno effettuate ispezioni tendenti a valutare lo stato di conservazione delle apparecchiature e in particolare dei serbatoi.

Di seguito viene fornita un elenco, non esaustivo, delle norme di riferimento applicabili:

- ✓ EN-ISO 1460 Rivestimenti metallici. Rivestimenti su materiali ferrosi per immersione a caldo;
- ✓ EN-ISO 1461 Rivestimenti di zincatura per immersione a caldo su prodotti finiti ferrosi e articoli di acciaio;
- ✓ EN ISO 12944 Pitture e vernici - Protezione dalla corrosione di strutture di acciaio mediante verniciatura.

C.7.7 Ubicazione delle zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive

Presso l'Impianto GNL di Oristano non sono immagazzinate sostanze corrosive.

C.7.8 Rivestimenti interni, sovrappessori di corrosione e ispezioni.

Il GNL non dà origine a fenomeni di corrosione. Per le apparecchiature di impianto sono adottati spessori di corrosione standard secondo le buone norme di progettazione.

C.7.9 Procedure di controllo delle apparecchiature critiche

Impianti, macchine e apparecchiature sottoposti ai controlli di legge (caldaie, estintori, impianti e apparecchiature antincendio in genere, apparecchi di sollevamento, etc.) saranno periodicamente verificati e registrate su base mensile e settimanale, sotto la responsabilità del Responsabile di Esercizio.

Le attività di piccola manutenzione saranno eseguite da personale interno, mentre le altre attività di manutenzione saranno affidate a ditte esterne specializzate.

C.7.10 Sistemi di blocco di sicurezza

L'impianto è dotato di un sistema di arresto di emergenza o Emergency Shutdown System (ESD).

La filosofia generale relativa al sistema di arresto di emergenza non è cambiata rispetto al progetto originario e viene riportata in Allegato C.7.10.

Tutti i sistemi di blocco saranno sottoposti a verifica ispettiva periodica, le cui modalità operative saranno definite nel Manuale Operativo di Impianto.

C.7.11 Luoghi con pericolo di formazione e persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e/o tossiche e misure adottate

In Allegato C.7.11 è riportata la planimetria indicante la classificazione delle aree a rischio esplosione effettuata in accordo alla norma CEI-EN 60079-10. Le apparecchiature presenti in queste aree saranno selezionate opportunamente.

C.7.12 Precauzioni a fronte del danneggiamento di serbatoi, condotte e apparecchiature contenenti sostanze tossiche o infiammabili per impatti meccanici o urti con mezzi mobili

Di seguito le precauzioni adottate per evitare danneggiamenti a seguito di urti:

- ✓ lungo le strade dell'impianto non è consentito il transito se non per motivi di lavoro e dietro specifica autorizzazione da parte del responsabile;
- ✓ in caso di interventi di manutenzione con l'ausilio di veicoli o di macchine di sollevamento, viene rilasciata un'autorizzazione scritta in cui vengono riportate le modalità e i provvedimenti preventivi che di volta in volta e a seconda dei lavori devono essere adottati;
- ✓ le sostanze dal pontile sono movimentate verso i serbatoi mediante tubazioni poste in trincea in cemento armato;
- ✓ all'interno dell'impianto non sono ammessi carrelli elevatori, gru e altri mezzi, senza apposita autorizzazione.

C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO

C.8.1 Descrizione e posizione dei rilevatori

La seguente tabella riassume i sistemi di rivelazione gas e incendi in dotazione nelle varie aree di impianto.

Tabella 20: Sistemi di rivelazione gas e incendi

Area	Tipologia di Pericolo	Tipologia di Rivelazione	Note
Area Stoccaggio GNL	Perdita di contenimento da tubazione in ingresso o uscita dei serbatoi	Rivelatori di fiamma	Le tubazioni sono protette da eventuali urti da collisione.
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
	Perdita di contenimento da un serbatoio	Rivelatori di fiamma	I serbatoi sono a doppio contenimento.
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
	Perdita da uno strumento o da una flangia	Rivelatori di fiamma	I collegamenti flangiati sono ridotti al minimo, dando prevalenza a saldature.
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
Area di Carico Autocisterne	Rottura di un braccio di carico autocisterne	Rivelatori di gas	Procedure operative saranno in atto. Sistema di drenaggio per la raccolta di eventuali sversamenti nel bacino di contenimento. Distanze di sicurezza
		Rivelatori di fiamma	
		Rivelatori di gas	
	Perdita di contenimento da tubazione di alimentazione baia di carico	Rivelatori di fiamma	
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
Area di Scarico Navi Gasiere / Banchina	Rilascio da braccio di carico	Rivelatori di fiamma	
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
Pompe di trasferimento GNL	Perdita da una pompa di piccola entità	Rivelatori di fiamma	
		Rivelatori di gas	
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
Tubazioni GNL	Perdita di contenimento da tubazione di piccola entità	Rivelatori di temperatura (alta e Bassa)	
	Perdita di contenimento da tubazione di grande entità	Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	
Sistema di Rigassificazione	Perdita di contenimento da tubazioni/apparecchiature	Rivelatori di gas	Rilevatori di calore e di freddo saranno installati presso le pompe ad alta pressione e il surge drum.
		Rivelatori di temperatura (alta e bassa)	

In Allegato C.8 al presente documento si riporta la planimetria del sistema di rivelazione incendi.

D. SITUAZIONI CRITICHE, CONDIZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI

D.1 SOSTANZE EMESSE

La sostanza movimentata all'interno del Terminale GNL è gas naturale, composto per la maggior parte da metano, allo stato liquefatto e allo stato gassoso.

Il gas naturale è una sostanza non tossica, non corrosiva né pericolosa per l'ambiente ed è classificato H220 Gas Altamente Infiammabile, secondo il Regolamento CE 1272/2008.

Nel caso in cui si bruci gas naturale, si avrà, a seguito della combustione, emissione di anidride carbonica, vapore acqueo e monossido di carbonio. L'anidride carbonica è normalmente presente in aria in concentrazione pari a circa 300 ppm. È un gas asfissiante e, nel caso di un incendio di elevata entità, potrebbe generare effetti di asfissia nei soggetti che si trovano sotto vento e non possono portarsi in condizioni di sicurezza. La concentrazione IDLH¹ indicata dal National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH, 2015) è pari a 40.000 ppm. Il vapore acqueo non presenta invece effetti particolari. Il monossido di carbonio è un gas estremamente tossico caratterizzato da TLV-TWA² pari a 35 ppm, (NIOSH, 2015), e ha effetti di tossicità acuta. La sua concentrazione IDLH indicata dal NIOSH è pari a 1200 ppm.

L'ammoniaca anidra è presente in quantità contenute all'interno di un circuito chiuso del re-liquefattore. Tale sostanza è classificata H221 Gas infiammabile, H331 Tossico se inalato. Le concentrazioni di tossicità di questa sostanza sono le seguenti:

- ✓ IDLH - Immediately Dangerous to Life and Health = 300 ppm per 30 minuti di esposizione (fonte: NIOSH);
- ✓ LC50-30 (Lethal Concentration for 30' exposure) = 6164 mg/m³ = 8806 ppm (fonte: Green Book, 1992).

D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

D.2.1 Effetti indotti da incendi o esplosioni

Il carico e scarico del GNL avviene sulla stessa banchina su cui avviene il carico e scarico degli idrocarburi destinati all'esistente Deposito Costiero di Santa Giusta.

In particolare, come riportato nel RdS dell'impianto esistente (IVI Petrolifera, 2016), presso il pontile vengono scaricati Gasolio e Olio Combustibile, tali idrocarburi giungono presso il Deposito esistente percorrendo le linee presenti all'interno della stessa trincea nella quale saranno posizionate le linee del GNL.

All'interno del rapporto di sicurezza sono analizzati i rilasci che possono avvenire presso il pontile e all'interno della trincea tubazioni, zone in cui le infrastrutture del terminale GNL sono prossime a quelle del Deposito Oli.

Si evidenzia che le linee olio conteranno Gasolio per 360 ore l'anno e Olio Combustibile per 80 ore all'anno, per il restante tempo saranno spazzate.

L'analisi di rischio condotta all'interno del RdS2016 del Deposito Costiero di Idrocarburi gestito da IVI Petrolifera ha evidenziato che un eventuale rilascio all'interno della trincea tubazioni e presso il pontile non avrà effetti in termini di sicurezza, ma unicamente ambientali, in ragione del fatto che Gasolio e Olio combustibile non sono facilmente infiammabili e non se ne prevede l'innesco. Per tale ragione non si evidenziano eventi incidentali che possano avere effetti, in termini di sicurezza, sull'impianto GNL dovuti a rilascio dalle linee dell'impianto esistente.

È inoltre previsto l'ampliamento del Deposito Oli di Santa Giusta al fine di consentire lo scarico, lo stoccaggio e la distribuzione di Benzina, Gasolio e Jet Fuel.

¹ IDLH, Immediately Dangerous to Life and Health: concentrazione tossica fino alla quale un individuo sano, in seguito all'esposizione di 30 minuti, non subisce danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive.

² TLV-TWA Threshold Limit Value - Time Weighted Average: concentrazione media a cui può essere esposto un operatore per otto ore al giorno e per 40 ore settimanali senza subire danni alla salute.

Nel Rapporto Definitivo di Sicurezza presentato da IVI Petrolifera nel 2017 relativamente al progetto di ampliamento sono analizzati i rilasci che possono avvenire presso il pontile e all'interno della trincea tubazioni, zone in cui le infrastrutture del terminale GNL sono prossime a quelle del Deposito Oli.

Si evidenzia che le linee olio conterranno Gasolio per 288 ore l'anno e Benzina per 288 ore all'anno e Jet Fuel per 288 ore l'anno, per il restante tempo le linee saranno spazzate.

L'analisi di rischio condotta ha evidenziato che un eventuale rilascio di Benzina e Jet Fuel potrebbe innescarsi e dare origine a Pool Fire e Flash Fire.

Qualora la rottura avvenisse in prossimità del Terminale GNL, la massima distanza a cui potrebbero essere raggiunti valori di irraggiamento pari a 12.5 kW/m² è pari a circa 23 metri, distanza entro la quale non risultano presenti apparecchiature del Terminale GNL. Non si attendono quindi effetti domino.

Non si attendono effetti domino sulle tubazioni GNL lungo la linea in considerazione del fatto che il sistema non è chiuso, è in ricircolo, e che il calore irraggiato sarà in parte assorbito dal sistema GNL e smaltito. Si prevede inoltre che in 20 minuti sia attivata la procedura di emergenza e di raffreddamento delle tubazioni mediante sistemi antincendio semifissi presenti.

Essendo la zona presidiata un eventuale rilascio potrà essere tempestivamente rilevato e potranno essere attivate le procedure di emergenza.

L'analisi degli eventi incidentali ipotizzabili all'interno per Terminale GNL oggetto del presente RPdS, inclusa la valutazione delle possibili interazioni tra diverse aree all'interno dello stabilimento e con stabilimenti limitrofi, è invece riportata in Allegato C.4.

D.2.2 Effetti degli incidenti indotti

L'analisi degli eventi incidentali ipotizzabili all'interno dello stabilimento è riportata in Allegato C.4.

D.2.3 Misure previste per evitare, in caso di incendio e/o esplosione, il danneggiamento di strutture, serbatoi, apparecchiature e condotte contenenti sostanze infiammabili e/o tossiche.

Le misure previste per evitare il danneggiamento di strutture e apparecchiature sono presentate ai Capitoli C.6 e C.7 e sono inoltre richiamate nell'analisi degli scenari incidentali riportata in Allegato C.4.

D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO

La progettazione dell'impianto è atta a minimizzare la possibilità di fuoriuscita accidentale o perdite di GNL. La filosofia adottata mira a minimizzare gli accoppiamenti flangiati in favore di quelli saldati. Vengono utilizzate flange solo dove richiesto dagli standard normativi di riferimento, ad esempio per l'isolamento positivo dei serbatoi. Inoltre l'impianto è dotato di valvole di intercettazione in ingresso e uscita dalle apparecchiature principali (serbatoi, pompe, etc.) e sulle linee principali di GNL. In tal modo è possibile isolare le apparecchiature e i tratti di linea e di limitare al minimo i rilasci di GNL e di vapori in caso accidentale.

L'impianto sarà dotato dei sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas naturale liquefatto come descritto nel seguito.

D.3.1 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di sostanze infiammabili

L'area di carico autocisterne sarà pavimentata e sarà dotata di sistemi di collettamento per la raccolta di eventuali fuoriuscite di liquido, che saranno così allontanati dalle autocisterne e da possibili fonti di innesco.

Le pompe di trasferimento GNL (sia di alta che di bassa pressione) e il Surge Drum saranno installati su una base di cemento ed eventuali perdite saranno convogliate in canali di raccolta.

I serbatoi di stoccaggio GNL saranno del tipo a doppio contenimento totale in accordo alla norma UNI EN 1473. Serbatoio interno ed esterno saranno entrambi in acciaio inossidabile. In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno permette di trattenere il liquido criogenico.

Nella zona di scarico del GNL dalla nave (o carico di GNL sulla bettolina) sono previsti sistemi di intercettazione e sgancio rapido dei bracci di scarico (PERC), che permettono lo sgancio rapido dei bracci sia manuale che automatico senza provocare danni strutturali.

La progettazione dell'impianto prevede di minimizzare gli accoppiamenti flangiati.

D.3.2 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di liquidi tossici o pericolosi per l'ambiente

Con riferimento ad altri fluidi, le apparecchiature e i serbatoi contenenti combustibili, lubrificanti e additivi chimici usati nel processo devono essere provvisti di adeguati bacini di contenimento impermeabilizzati.

Sono prese tutte le precauzioni operative per evitare fuoriuscite e perdite durante le operazioni di manutenzione.

Eventuali minime fuoriuscite di olio lubrificante sono raccolte e drenate.

Il carburante (diesel) per il sistema di alimentazione di emergenza sarà stoccato in un serbatoio di capacità 1.2 m³ in modo che eventuali perdite siano contenute e non ci sia alcuna possibilità di contaminazione delle risorse del sottosuolo.

Gli skid della reliquefazione saranno posizionati su aree pavimentate che consentiranno la raccolta degli eventuali rilasci liquidi evitando che si possa avere la contaminazione del suolo.

I rifiuti liquidi generati da fuoriuscite o perdite sono in seguito smaltiti in conformità ai regolamenti e alle leggi vigenti.

D.3.3 Sistemi per il contenimento di fuoriuscite di gas o vapori tossici

L'unica sostanza tossica presente all'interno dello stabilimento è l'ammoniaca. Le quantità di tale sostanza sono molto contenute (60 kg).

Il rilascio di ammoniaca è stato preso in considerazione nell'Analisi di Rischio Quantitativa riportata in Allegato C.4. L'analisi ha messo in evidenza che le conseguenze di un'eventuale dispersione tossica di ammoniaca in termini di distanze alle quali sono raggiunte concentrazioni equivalenti all'IDLH e all'LC50 sono limitate alle immediate vicinanze del punto di rilascio (1 m). Si può quindi concludere che la dispersione tossica di ammoniaca non si configura come incidente rilevante ma al più come un problema di salute e sicurezza sul lavoro.

D.4 CONTROLLO OPERATIVO

La progettazione e realizzazione del deposito comporterà la redazione di un Manuale Operativo. Il Manuale Operativo includerà tutte le procedure operative necessarie al buon esercizio dell'impianto e dei sistemi presenti al deposito.

Si evidenzia che le procedure operative prevedranno che il volume totale stoccato nei serbatoi sia tale da consentire il travaso di un serbatoio negli altri, al fine di poter gestire situazioni di emergenza su un serbatoio. Il volume massimo di GNL che potrà essere stoccato all'interno dei 9 serbatoi sarà 8000 m³.

Operazioni di carico nave e bettolina

La procedura di scarico è un'operazione condotta dal personale per cui sono richiesti operatori sulla nave e sul lato del deposito GNL. È prevista una persona sul pontile durante lo scarico e una nella sala controllo presso l'impianto. L'interazione tra questi due operatori e l'equipaggio della nave è essenziale durante la procedura di scarico.

Operazioni carico autocisterne

La stazione di carico delle autocisterne è stata progettata per consentire all'autista dell'autocisterna di controllare l'intera operazione di carico, tra cui avviamento, arresto e setpoint di riempimento, senza alcuna assistenza. Ciò è facilitato da un pannello dell'operatore posizionato all'interno dell'area della stazione di carico. Tutte le operazioni vengono svolte automaticamente dal sistema di controllo con l'eccezione della connessione e disconnessione dei bracci di carico e della verifica della corretta connessione.

D.5 SEGNALETICA DI EMERGENZA

L'impianto sarà dotato della necessaria segnaletica di sicurezza in accordo a quanto richiesto dal D.L.vo 81/2008 al Titolo V "Segnaletica di Salute e Sicurezza sul Lavoro" e s.m.i.

Saranno installati i necessari cartelli di:

- ✓ sicurezza e salute sul luogo di lavoro;
- ✓ divieto, quali ad esempio il divieto di fumare e usare fiamme libere e il divieto di accesso alle persone non autorizzate;
- ✓ avvertimento, quali ad esempio cartelli che informano della presenza di gas infiammabili, liquidi infiammabili, sostanze a bassa temperatura;
- ✓ prescrizione, quali cartelli che invitano a indossare i necessari Dispositivi di Protezione Individuale;
- ✓ salvataggio e soccorso (ad esempio segnalazione vie di fuga e uscite di emergenza).

Tutte le attrezzature antincendio presenti saranno colorate in rosso, collocate in posizioni visibili e adeguatamente segnalate da appositi cartelli.

D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI

Nel deposito non si prevede siano normalmente presenti fonti di rischio mobili nei pressi dei serbatoi di stoccaggio e del pontile di scarico gasiera. L'eventuale accesso di mezzi mobili quali ad esempio mezzi di sollevamento per effettuazioni di operazioni di manutenzione sarà procedurato e controllato dal personale di impianto.

Per evitare danni per la caduta di oggetti o da collisione che potrebbero comportare perdite di GNL saranno presi opportuni accorgimenti per la manutenzione e l'installazione delle apparecchiature.

I lavori attorno alle apparecchiature saranno soggetti a valutazione del rischio, ma in generale non saranno consentite operazioni di sollevamento con mezzi mobili nei pressi delle apparecchiature.

D.7 RESTRIZIONI PER L'ACCESSO AGLI IMPIANTI E PER LA PREVENZIONE DI ATTI DELIBERATI

D.7.1 Dispositivi, attrezzature, sistemi e/o procedure

Lo scopo del sistema di controllo degli accessi sarà quello di evitare l'ingresso di personale non autorizzato.

L'impianto sarà dotato di recinzione antintrusione ed è prevista una portineria destinata al controllo dell'accesso presidiato 24/24 ore.

L'impianto sarà inoltre dotato di telecamere a circuito chiuso per controllare la presenza di eventuali anomalie.

Il sistema di controllo coprirà tutto l'impianto, in particolare l'ingresso, il traffico dei mezzi in uscita, l'area di carico autocisterne, e l'area uffici. Telecamere ad ampia visione saranno inoltre installate in maniera da coprire le restanti aree (stoccaggio e rigassificazione).

Il sistema di telecamere a circuito chiuso sarà installato già in fase di costruzione del deposito, in modo da consentire il controllo dell'area immediatamente.

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio, imputabile alla distribuzione del GNL via gomma sarà regolato e controllato tramite un controllo all'ingresso (check in) e uno all'uscita (check out) dell'area di carico.

Il sistema di illuminazione del sito permetterà il controllo della recinzione, scoraggiando eventuali tentativi di ingresso non autorizzato al deposito in orario notturno. Alcune luci perimetrali saranno dotate di sensori di movimento. In Allegato D.7.1 si riporta la planimetria degli impianti di illuminazione del deposito.

La presenza di una guardiola garantirà la registrazione di eventuali visitatori.

D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO

I sistemi di protezione, previsti al fine di ottenere un elevato grado di sicurezza, sono stati scelti sulla base di quanto richiesto dalle norme, codici, standard di riferimento e di quanto deriva da criteri di buona ingegneria.

D.8.1 Impianti, attrezzature e organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi

In Allegato D.8 al presente documento è riportata la Planimetria della Rete Antincendio. Come visibile in tale allegato, il sistema di protezione attiva antincendio è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- ✓ No. 15 (quindici) idranti fuori terra e relative cassette per le manichette;
- ✓ No. 3 (tre) monitori di capacità pari a 2000 l/min.

Gli idranti saranno del tipo a colonna soprasuolo, dotati di sistema di drenaggio automatico di protezione contro il gelo. Sono previsti idranti che in caso di urto accidentale della parte soprasuolo questa si possa rompere senza che la rottura interessi la parte sottosuolo e comporti la fuoriuscita di acqua antincendio. Gli idranti avranno attacco di base UNI 100 e saranno dotati di due attacchi di uscita UNI 70.

Gli idranti saranno localizzati a distanza di circa 50 metri l'uno dall'altro e saranno posti a una distanza di circa 10 m dai fabbricati/rischi protetti. Sarà prevista la dotazione una cassetta di corredo installata in prossimità di ciascun idrante. Presso gli idranti saranno installati, previo calcolo idraulico effettuato in fase di progettazione successiva, idonei orifizi calibrati per garantire che la pressione residua alla lancia non superi i 6 bar al fine di consentire l'utilizzo in sicurezza da parte degli operatori.

La cassetta di corredo sarà del tipo idoneo per installazione all'esterno, sarà dotata di sella porta manichetta e sarà equipaggiata con:

- ✓ una manichetta UNI 70 completa di raccordi; la manichetta sarà in materiale sintetico internamente rivestita in gomma e avrà una lunghezza di 25 m;
- ✓ una lancia del tipo a getto pieno/frazionato;
- ✓ chiave di manovra.

L'attivazione dei monitori avverrà in remoto da Sala Controllo, a valle di una segnalazione di incendio da parte dei sistemi F&G o da segnalazione di allarme incendio da operatore.

In caso di necessità i Vigili del Fuoco potranno collegarsi alla rete antincendio attraverso il punto di connessione dedicato.

Il sistema è dimensionato per consentire una portata di acqua antincendio pari a 480 m³/ora e a una pressione di 9 bar.

Area di Carico Autocisterne

Ciascuna baia di carico autocisterne verrà dotata di estintori a polvere manuali. Oltre agli estintori portatili, saranno presenti anche estintori a polvere carrellati da 50 kg.

Area di Stoccaggio

Sono presenti idranti intorno all'area di stoccaggio. Inoltre l'area sarà dotata di rilevatori di fiamma e di gas.

Area di Rigassificazione

Impianti di spegnimento fissi ad acqua saranno previsti a protezione di:

- ✓ area pompe GNL alta pressione;
- ✓ Surge Drum.

Sarà installata una barriera ad acqua di lunghezza pari a 25 m, dimensionata in accordo con la EN 1473:2016, tra l'area di stoccaggio del GNL e l'area pompe AP per la protezione di queste ultime e del Surge Drum.

È stata prevista l'installazione di due monitori ad acqua del tipo auto-oscillante, con portata di 2000 litri/minuto ciascuno, per la protezione dei vaporizzatori ad aria. Questi dispositivi hanno un angolo di alzata regolabile manualmente e oscillano automaticamente sul piano orizzontale di un angolo compreso tra 0° e 350°.

Il posizionamento dei monitori (si veda la planimetria antincendio in Allegato D.8) è tale da consentire la protezione di un qualsiasi vaporizzatore mediante l'attivazione di uno dei due monitori, scelto in base alla posizione dell'apparecchiatura incidentata.

Sala Controllo e Quadri Elettrici

La sala controllo, che ospiterà i quadri elettrici sarà dotata di rilevatori di fumo. Saranno inoltre previsti estintori manuali a CO₂ da 5 kg e carrellati a CO₂ da 20 kg.

Generatore Diesel di Emergenza

Questa apparecchiatura sarà protetta con idrante ad acqua, sistema automatico sprinkler e estintore a polvere manuale da 6 kg.

D.8.2 Sistema di drenaggio

Le acque meteoriche saranno raccolte da una rete di drenaggio che interessa sia i piazzali in ghiaia dell'impianto, sia le strade asfaltate. Tali superfici saranno costruite con pendenza tale da consentire il deflusso delle acque meteoriche di prima pioggia verso dreni aperti che convoglieranno l'acqua a due sistemi di trattamento (separatori acqua/olio) localizzati rispettivamente in prossimità della torcia e della stazione di carico GNL su autobotte e successivamente al punto di scarico che sarà individuato in fase di progettazione definitiva, unitamente alle acque di seconda pioggia

In Allegato D.8.2 si riporta la planimetria dei drenaggi.

D.8.3 Fonti di approvvigionamento dell'acqua antincendio

L'area su cui verrà installato il deposito si trova all'interno di un'area industriale, nella quale è già presente un sistema di approvvigionamento idrico per il sistema antincendio, la cui rete verrà estesa anche al deposito GNL.

L'impianto esistente presso il pontile sarà sufficiente a gestire un'eventuale emergenza in quella zona, anche durante le fasi scarico/carico navi gasiere/bettoline.

La capacità del sistema antincendio prevista sarà di 480 m³/ora a 9 bar pressione. Questa portata è sufficiente ad alimentare lo scenario più critico che si verifica in caso di incendio nell' Area dei Vaporizzatori, per la quale si richiede una portata massima pari a 120 m³/h di acqua antincendio al quale si sommano 100 l/s (360 m³/ora) per alimentare manichette e/o idranti (contingency factor, come richiesto dalla EN 1473).

D.8.4 Autorizzazioni concernenti la prevenzione incendi

Il terminale è in fase di progettazione e di ottenimento delle necessarie autorizzazioni alla realizzazione. Il presente rapporto costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza redatto al fine dell'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità da parte delle Autorità Competenti.

Le attività che non rientrano nell'ambito di applicazione della Direttiva Seveso ma che fanno capo all'Allegato I del D.P.R. 151/2011 sono presentate in Allegato I.9. Tali attività sono di categoria "A", non è quindi previsto sottoporre il progetto al parere dei VVF competenti per territorio.

Per i motivi di cui sopra, non vengono prodotti i documenti di cui all'Allegato I del Decreto del Ministero dell'Interno del 7/08/2012 (rif. No. [22]), relativo alle attività soggette al controllo del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco.

D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI

D.9.1 Dislocazione di sale controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali

In Allegato A.2.3 si riporta la planimetria dell'impianto con l'ubicazione delle apparecchiature principali.

La disposizione impiantistica del Deposito è stata effettuata sulla base delle seguenti norme e criteri:

- ✓ requisiti della Norma UNI EN 1473;
- ✓ requisiti del D.M. 13/10/1994 per quanto concerne l'aerea di carico autocisterne (il decreto è stato preso a riferimento, sebbene sia relativo al GPL);
- ✓ requisiti del D.Lgs.105/15 in considerazione degli effetti degli scenari incidentali analizzati.

Il deposito è servito da una rete stradale interna per le normali attività operative e di manutenzione. Tutte le aree sono raggiungibili tramite due differenti percorsi.

La disposizione impiantistica è stata sviluppata tenendo conto dei risultati dell'analisi di rischio condotta nel presente Rapporto Preliminare di Sicurezza e mostra che il layout previsto consente di controllare gli effetti di incidente e minimizzare la possibilità di effetto domino.

Dalla planimetria relativa alla classificazione aree pericolose redatta in conformità allo standard IEC 60079-10:1996, riportata in Allegato C.7.11, si evince come i locali tecnici e il generatore diesel di emergenza siano al di fuori di aree classificate a rischio esplosione.

Le pensiline di carico delle autocisterne saranno posizionate nell'area nord del terminale. La disposizione delle pensiline è "a pettine", con l'interposizione di un muro di schermo tra di loro e conseguente riduzione della distanza di sicurezza interna da 15 a 8 m, come previsto dal D.M. 13/10/1994.

D.9.2 Mezzi di comunicazione all'interno dello stabilimento e con l'esterno

I mezzi e i sistemi di comunicazione interna saranno sviluppati in fase di progettazione successiva.

D.9.3 Ubicazione dei servizi di emergenza e dei presidi sanitari previsti

Il deposito sarà dotato dei necessari presidi sanitari previsti secondo quanto richiesto dalla normativa vigente D.L.vo 81/08 e s.m.i. La definizione di dettaglio dei presidi sanitari sarà effettuata in fase di progettazione successiva.

In Allegato D.9.3 si riporta la planimetria delle vie di fuga con indicazione dei relativi punti di raccolta.

E. IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI

E.1 TRATTAMENTO E DEPURAZIONE REFLUI

Gli scarichi idrici in fase di esercizio del deposito costiero sono connessi a:

- ✓ acque sanitarie connesse alla presenza del personale addetto;
- ✓ acque meteoriche.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno inviate tramite tubazione alla rete fognaria consortile. La presenza del personale addetto (considerando presenza media giornaliera di 15 addetti) comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 1500 l/g.

Le acque meteoriche saranno raccolte da una rete di drenaggio che interessa sia i piazzali in ghiaia dell'impianto, sia le strade asfaltate. Tali superfici saranno costruite con pendenza tale da consentire il deflusso delle acque meteoriche di prima pioggia verso dreni aperti che convoglieranno l'acqua al sistema di trattamento costituito da separatori di sabbia e olio. L'acqua trattata viene quindi scaricata nel sistema fognario consortile in accordo alle normative vigenti. In generale le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree afferenti all'impianto saranno recapitate nella Rete Fognaria Consortile nel rispetto delle prescrizioni e dei limiti previsti dal DRG 69/25 e dal Regolamento Consortile.

Nella tabella seguente sono presentate le quantità e le modalità di smaltimento degli scarichi idrici.

Tabella 21: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio

Tipologia di Scarico	Modalità di Trattamento e Scarico	Quantità
Usi Civili	Scarico nella rete fognaria	1.5 m ³ /giorno
Acqua Meteoriche ⁽¹⁾	Acque di prima pioggia in impianto di trattamento (separatori olio/acqua)	--
	Acque di seconda pioggia	--

Nota:

I quantitativi di acqua meteorica dipendono dall'entità dell'evento meteorico.

In Allegato E.1 al presente documento si riporta la planimetria della rete fognaria dell'impianto.

E.2 GESTIONE DEI RIFIUTI PERICOLOSI

E.2.1 Adempimenti per la gestione dei rifiuti

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio delle opere derivano da:

- ✓ attività di processo o a esse riconducibili, quali la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- ✓ attività di tipo civile.

I rifiuti generati verranno sempre smaltiti nel rispetto della normativa vigente. In particolare, ove possibile, si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Eventuali stoccaggi temporanei all'aperto di rifiuti speciali non pericolosi saranno provvisti di bacini di contenimento impermeabili. I rifiuti speciali, liquidi e solidi, previsti in piccolissime quantità, prodotti durante l'esercizio o nel corso di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, saranno gestiti secondo la vigente normativa in materia di rifiuti, e trasportati e smaltiti da ditte specializzate.

MDH/UPR/MGA/GMU:sl

RIFERIMENTI

- [1] Areonautica Militare, Atlante Climatico: "<http://clima.meteoam.it/atlanteClimatico.php>"
- [2] Binetti R., F. Cappelletti, R. Graziani, G. Ludovisi, A. Sampaolo, 1990, "Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali", Prevenzione Oggi ISPESL.
- [3] British Standard EN 1474, 2008, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il gas naturale Liquefatto (GNL) – Progettazione e Prove dei Bracci di Carico e Scarico".
- [4] Center for Energy Economics, CEE, 2012, "LNG Safety and Security", Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas, Austing.
- [5] Cleaver P. et al., 2006, "A Summary of Experimental Data on LNG Safety", Elsevier
- [6] Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 31-35, 2007-02, "Costruzioni Elettriche per Atmosfere Esplosive per la Presenza di Gas. Guida all'Applicazione della Norma CEI EN 60079-10 (CEI-31-30)".
- [7] Det Norske Veritas, DNV, 2007, Phast DNV Risk Management Software, Version 6.54.
- [8] EN 1532, 1997, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto – Interfaccia Terra Mare".
- [9] TNO, 1992, Methods for the Determination of Possible Damage (Green Book), CPR 16E
- [10] National Institute for Occupational and Health, NIOSH, 2015, "Pocket Guide to Chemical Hazards (NPG)", www.cdc.gov/niosh.
- [11] National Fire Protection Association, NFPA 59A, "Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)", Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts.
- [12] Pitblado, 2004, "Consequences of LNG Marine Incidents", CCPS Conference, June 2004.
- [13] Sandia, 2004, Hightower et al., "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a large LNG Spill over Water", Sandia National Laboratories Report SAND2004-6258, Dicembre 2004.
- [14] EN 1473, 2016, "Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL), Progettazione delle Installazioni a Terra", Ente Nazionale Italiano di Unificazione.
- [15] eMARS Major Accident Reporting System – Joint Research Center – European Commission, <https://emars.jrc.ec.europa.eu/>.
- [16] California energy commission, <http://www.energy.ca.gov>.
- [17] Timor-Leste Institute for Development Monitoring and Analysis <http://www.laohamutuk.org>.
- [18] U.S. Chemical Safety Board, <http://www.csb.gov>.
- [19] Pipeline and Hazardous Material Safety Administration PHMSA, <http://www.phmsa.dot.gov>.
- [20] Health and Safety Executive HSE, <http://www.hse.gov.uk>.

RIFERIMENTI LEGISLATIVI – NORMATIVI

- [21] Decreto Legislativo, D.L.vo No. 105, 26 Giugno 2015, “Attuazione della Direttiva 2012/18/UE relativa al Controllo del Pericolo di Incidenti Rilevanti Connessi con Sostanze Pericolose”.
- [22] Decreto Ministeriale, D.M., 7 Agosto 2012, “Disposizioni relative alle modalita' di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151.”
- [23] Decreto del presidente della Repubblica, D.P.R., 1 Agosto 2011, “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decretollegge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, No. 122”, No. 151.
- [24] Decreto Legislativo, D.L.vo, No. 81 del 9 Aprile 2008, “Attuazione dell'Articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, No. 123 in Materia di Tutela della Salute e della Sicurezza nei Luoghi di Lavoro”.
- [25] Decreto Ministeriale, D.M., 9 Maggio 2001, “Requisiti Minimi di Sicurezza in Materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le Zone Interessate da Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante”.
- [26] Decreto del Ministero dell'Interno, D.M., 20 Ottobre 1998, “Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi ai Depositi di Liquidi Facilmente Infiammabili e/o Tossici”.
- [27] Decreto del Ministero dell'Interno 10 Marzo 1998, “Criteri Generali di Sicurezza Antincendio e per la Gestione dell'Emergenza nei Luoghi di Lavoro”.
- [28] Decreto Ministeriale, (D.M.) 15 Maggio 1996, “Criteri di Analisi e Valutazione dei Rapporti di Sicurezza Relativi a Depositi di Gas e Petrolio Liquefatto (G.P.L.)”.
- [29] Decreto Ministeriale 13 Ottobre 1994, “Approvazione della Regola Tecnica di Prevenzione Incendi per la Progettazione, la Costruzione, l'Installazione e l'Esercizio dei Depositi di GPL in serbatoi fissi di Capacità Complessiva Superiore a 5 m3 e/o in Recipienti Mobili di Capacità Complessiva Superiore a 5000 kg”.
- [30] Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, D.P.C.M., 31 Marzo 1989, “Applicazione dell'Art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, No. 175, Concernente Rischi di Incidenti Rilevanti Connessi a Determinate Attività Industriali”.
- [31] Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri No. 3519 del 28 Aprile 2006.
- [32] D.M. 14 Gennaio 2008, Norme Tecniche per le Costruzioni e la progettazione del sito svolta congruentemente.

ALTRI RIFERIMENTI

- [33] ICARO S.r.l., Ottobre 2017, “Deposito Costiero di Santa Giusta. Progetto di ampliamento del Deposito. Rapporto Definitivo di Sicurezza”.

Allegato A.1.2

Planimetria dei confini dello Stabilimento e Unità logiche

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato A.1.3

Esperienze di Wärtsilä e Rina Consulting nel settore del GNL

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato A.1.4
Curriculum vitae del
responsabile della stesura del
documento

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato A.2.1

Corografia della zona

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato A.2.2
Posizione dello Stabilimento
sulla mappa

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato A.2.3

Planimetria dell'Impianto

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato B.3.2

Elenco delle Norme di riferimento

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato B.3.2

Di seguito viene fornita una selezione delle norme di riferimento applicabili. L'elenco non è da considerarsi esaustivo:

- ✓ EN1473, "Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations";
- ✓ EN1474, "Installazioni ed equipaggiamenti per gas naturale liquefatto - Progettazione e prove delle attrezzature di trasferimento marittime";
- ✓ EN 13480-1FF:2012, "Tubazioni industriali metalliche";
- ✓ PED, Direttiva sulle Apparecchiature a pressione;
- ✓ EN 13480 (tutte le parti), "Tubazioni industriali metalliche";
- ✓ EN 1092-1, "Flange e giunti - Flange circolari per tubazioni, valvole, raccordi e accessori, designate PN - Parte 1: Flange in acciaio" (2007);
- ✓ EN 1514-1, "Flange e giunti - Dimensioni di guarnizioni per flange designate PN - Parte 1: Guarnizioni piatte non metalliche con o senza inserti" (1997);
- ✓ EN 12567, "Valvole industriali - Valvole di isolamento per GNL - Prescrizioni per le possibilità di impiego e metodi di prova appropriati";
- ✓ EN ISO 12241, "Isolamento termico per gli impianti negli edifici e per le installazioni industriali - Metodi di calcolo" (ISO 12241:1998);
- ✓ EN 12308, "Installazioni ed equipaggiamenti per il GNL - Prove di attitudine all'impiego delle guarnizioni per raccordi flangiati nelle tubazioni di GNL";
- ✓ EN ISO 15614-1, "Specificazione e qualificazione delle procedure di saldatura per materiali metallici - Prova della procedura di saldatura - Parte 1: Saldatura ad arco e a gas degli acciai e saldatura ad arco del nickel e leghe di nickel" (ISO 15614-1:2004);
- ✓ EN 287-1, "Prove di qualificazione dei saldatori - Saldatura per fusione - Parte 1: Acciai" (2011);
- ✓ EN 473, – Prove non distruttive - Qualificazione e certificazione di personale NDT - Principi generali (2008);
- ✓ NFPA 12, "Carbon Dioxide Extinguishing Systems";
- ✓ NFPA 15, "Water Spray Fixed Systems for Fire Protection";
- ✓ NFPA 17, "Standard for Dry Chemical Extinguishing Systems";
- ✓ NFPA 20, "Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection";
- ✓ API Standard 521. Pressure-relieving and Depressuring Systems.

Allegato B.3.3

Schemi di processo semplificati (PFD) e schemi di processo strumentati (P&ID)

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato C.4

Analisi di rischio quantitativa

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato C.7.10

Filosofia del Sistema ESD

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato C.7.11
Planimetria aree a rischio
esplosione

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato C.8

Planimetrie sistema di rilevazione incendi e rilasci

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato D.7.1

Planimetria illuminazione

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato D.8

Sistema antincendio

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato D.8.2

Sistema drenaggi

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato D.9.3

Planimetria vie di fuga

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato E.1

Planimetria del sistema fognario

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato I.2

Schede di Sicurezza

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



Allegato I.4

Quantità massime delle sostanze pericolose

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



ELENCO SOSTANZE SPECIFICATE NELLA PARTE 2 DELL'ALLEGATO 1 del D.L.vo 105/15							
CLASSIFICAZIONE DELLA SOSTANZA PERICOLOSA	NOME E CAS SOSTANZA PERICOLOSA	CATEGORIA DI SOSTANZA PERICOLOSA	QUANTITÀ LIMITE PER L'APPLICAZIONE DI: (TONNELLATE)		QUANTITÀ DETENUTA O PREVISTA (TONNELLATE)		
			REQUISITI DI SOGLIA INFERIORE	REQUISITI DI SOGLIA SUPERIORE	Stoccaggio	Impianto	Totale
18. Gas Liquefatti Infiammabili, categoria 1 o 2 (compreso GPL) e Gas Naturale	Gas Naturale Liquefatto (GNL)	H220	50	200	3680	20	3700
	Etano	H220	50	200	0.11	--	0.11
34. Prodotti petroliferi e combustibili alternativi	Gasolio No. CAS 64741-57-7	H350	2500	25000	1	--	1
35. Ammoniaca anidra	Ammoniaca	H280 H221 H331 H314 H400	50	200	0.06	--	0.06

Allegato I.5

Tabella riepilogativa delle risultanze delle Analisi degli Eventi incidentali

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOREOLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 - -
1	Rilascio di GNL in banchina (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 5 min Quantità rilascio = 2,235 kg	1.31E-06	Jet Fire	1.20E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
			Flash Fire	2.79E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
	Pool Fire	1.20E-08	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
	Rilascio di GNL in banchina (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 82 kg/s Durata rilascio = 3 min Quantità rilascio = 15,555 kg	2.41E-07	Jet Fire	5.34E-09	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
Flash Fire			1.25E-08	2	F	--	--	--	--	
				5	D	--	--	--	--	
Pool Fire	5.34E-09	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			
2a	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile fino al limite di impianto (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 43 min Quantità rilascio = 11,754 kg	9.71E-06	Jet Fire	8.86E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
			Flash Fire	2.07E-07	2	F	35	49	--	--
					5	D	24	38	--	--
	Pool Fire	8.86E-08	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile fino al limite di impianto (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 82 kg/s Durata rilascio = 7 min Quantità rilascio = 25,074 kg	1.62E-06	Jet Fire	3.60E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
Flash Fire			8.39E-08	2	F	--	--	--	--	
				5	D	--	--	--	--	
Pool Fire	3.60E-08	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOROLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
2b	Rilascio di GNL in banchina (fase di ricircolo) T rilascio = -145.8°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 22 h Quantità rilascio = 9,827 kg	4.71E-04	Jet Fire	1.41E-07	2	F	6	8	9	11
					5	D	7	9	10	11
			Flash Fire	3.30E-07	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
	Pool Fire	1.41E-07	2	F	2	2	2	3		
			5	D	3	3	3	3		
	Rilascio di GNL in banchina (fase di ricircolo) T rilascio = -145.8°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 22 h Quantità rilascio = 9,827 kg	7.84E-05	Jet Fire	2.35E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
Flash Fire			5.49E-08	2	F	--	--	--	--	
				5	D	--	--	--	--	
Pool Fire	2.35E-08	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			
3	Rilascio di GNL dalla condotta di carico autocisterne T rilascio = -145.8°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 9 min Quantità rilascio = 2,791 kg	1.64E-03	Jet Fire	1.46E-05	2	F	32	42	47	59
					5	D	33	41	48	58
			Flash Fire	3.41E-05	2	F	25	47	--	--
					5	D	18	30	--	--
	Pool Fire	1.46E-05	2	F	26	33	38	47		
			5	D	29	35	40	48		
	Rilascio di GNL dalla condotta di carico autocisterne T rilascio = -145.8°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 15 kg/s Durata rilascio = 6 min Quantità rilascio = 4,082 kg	2.67E-05	Jet Fire	3.04E-07	2	F	44	57	64	80
					5	D	44	55	64	79
Flash Fire			7.10E-07	2	F	37	66	--	--	
				5	D	26	44	--	--	
Pool Fire	3.04E-07	2	F	38	48	56	69			
		5	D	41	51	58	70			
4	Rilascio di GNL dal braccio di carico autocisterne T rilascio = -145.8°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 3" Q rilascio = 7.5 kg/s Durata rilascio = 3 min Quantità rilascio = 1,361 kg	1.31E-06	Jet Fire	2.26E-07	2	F	32	41	47	58
					5	D	32	41	47	58
			Flash Fire	5.28E-07	2	F	25	46	--	--
					5	D	18	29	--	--
			Pool Fire	2.26E-07	2	F	27	34	39	48
					5	D	29	36	40	49

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOREOLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
5	Rilascio di GNL da mandata pompe GNL in fase di carico bettolina T rilascio = -152°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 6 min Quantità rilascio = 2,162 kg	3.91E-04	Jet Fire	3.48E-06	2	F	33	43	49	60
					5	D	33	42	48	60
		Flash Fire	8.13E-06	2	F	31	48	--	--	
				5	D	20	34	--	--	
	Pool Fire	3.48E-06	2	F	27	34	40	49		
			5	D	29	36	41	49		
	Rilascio di GNL da mandata pompe GNL in fase di carico bettolina T rilascio = -152°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 46 kg/s Durata rilascio = 3.5 min Quantità rilascio = 8,955 kg	6.10E-06	Jet Fire	1.08E-07	2	F	124	155	177	221
					5	D	117	148	172	213
Flash Fire		2.52E-07	2	F	109	375	--	--		
			5	D	93	142	--	--		
Pool Fire	1.08E-07	2	F	68	87	100	124			
		5	D	73	91	103	126			
6	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile in fase di carico di una bettolina T rilascio = -152°C P rilascio = 9.0 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 45 min Quantità rilascio = 11,207kg	4.94E-06	Jet Fire	4.40E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
		Flash Fire	1.03E-07	2	F	31	48	--	--	
				5	D	20	34	--	--	
	Pool Fire	4.40E-08	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
	Rilascio di GNL dalla condotta lungo il pontile in fase di carico di una bettolina T rilascio = -152°C P rilascio = 9.0 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 46 kg/s Durata rilascio = 10 min Quantità rilascio = 18,000kg	7.99E-07	Jet Fire	1.41E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
Flash Fire		3.30E-08	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
Pool Fire	1.41E-08	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOROLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
7	Rilascio di GNL dalle condotte del sistema di ricircolo T rilascio = -145.8°C P rilascio = 9.0 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 1 h e 30 min Quantità rilascio = 697 kg	1.83E-02	Jet Fire	5.49E-06	2	F	6	8	9	11
					5	D	7	9	10	11
			Flash Fire	1.28E-05	2	F	4	7	--	--
					5	D	3	4	--	--
	Pool Fire	5.49E-06	2	F	2	2	2	3		
			5	D	3	3	3	3		
	Rilascio di GNL dalle condotte del sistema di ricircolo T rilascio = -145.8°C P rilascio = 9.0 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 1 h e 30 min Quantità rilascio = 697 kg	7.50E-04	Jet Fire	2.25E-07	2	F	6	8	9	11
					5	D	7	9	10	11
Flash Fire			5.25E-07	2	F	4	7	--	--	
				5	D	3	4	--	--	
Pool Fire	2.25E-07	2	F	2	2	2	3			
		5	D	3	3	3	3			
8	Rilascio di Gas Naturale dalla condotta di ritorno vapori durante la fase di carico autocisterne T rilascio = -92°C P rilascio = 8.0 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 0.1 kg/s Durata rilascio = 7 min Quantità rilascio = 30 kg	7.79E-05	Jet Fire	2.34E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
			Flash Fire	5.45E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
	Pool Fire	2.34E-08	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
	Rilascio di Gas Naturale dalla condotta di ritorno vapori durante la fase di carico autocisterne T rilascio = -92°C P rilascio = 8.0 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 0.4 kg/s Durata rilascio = 4 min Quantità rilascio = 85 kg	1.35E-05	Jet Fire	4.05E-09	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
Flash Fire			9.45E-09	2	F	--	--	--	--	
				5	D	--	--	--	--	
Pool Fire	4.05E-09	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			

Allegato I.5

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOREOLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
9	Rilascio di GNL dalla manichetta di carico bettoline T rilascio = -152°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 5 mm Q rilascio = 0.3 kg/s Durata rilascio = 20 min Quantità rilascio = 206 kg	1.44E-04	Jet Fire	4.32E-08	2	F	--	--	--	--
			Flash Fire	1.01E-07	5	D	--	--	--	--
		Pool Fire	4.32E-08	2	F	5	9	--	--	
				5	D	4	6	--	--	
	Rilascio di GNL dalla manichetta di carico bettoline T rilascio = -152°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 15 mm Q rilascio = 3 kg/s Durata rilascio = 5 min Quantità rilascio = 692 kg	1.44E-05	Jet Fire	8.73E-08	2	F	--	--	--	--
			Flash Fire	2.04E-07	5	D	--	--	--	--
		Pool Fire	8.73E-08	2	F	16	29	--	--	
				5	D	12	19	--	--	
10a	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi di stoccaggio (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8.5 kg/s Durata rilascio = 13 min Quantità rilascio = 4,034 kg	6.66E-06	Jet Fire	6.07E-08	2	F	--	--	--	--
			Flash Fire	1.42E-07	5	D	--	--	--	--
		Pool Fire	6.07E-08	2	F	35	49	--	--	
				5	D	24	38	--	--	
	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi di stoccaggio (fase di scarico nave gasiera) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 82.5 kg/s Durata rilascio = 4 min Quantità rilascio = 17,354 kg	5.78E-07	Jet Fire	1.29E-08	2	F	--	--	--	--
			Flash Fire	3.00E-08	5	D	--	--	--	--
		Pool Fire	1.29E-08	2	F	--	--	--	--	
				5	D	--	--	--	--	

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOROLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
10b	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi di stoccaggio (fase di ricircolo) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 5 h e 30 min Quantità rilascio = 2,440 kg	2.90E-04	Jet Fire	8.70E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
			Flash Fire	2.03E-07	2	F	4	7	--	--
					5	D	3	4	--	--
	Rilascio di GNL dal collettore dei serbatoi di stoccaggio (fase di ricircolo) T rilascio = -158.4°C P rilascio = 9.3 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 0.2 kg/s Durata rilascio = circa 5 h e 30 min Quantità rilascio = 2,440 kg	7.84E-05	Jet Fire	7.56E-09	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
			Flash Fire	1.76E-08	2	F	--	--	--	--
					5	D	--	--	--	--
11	Rilascio di GNL dall'impianto di riliquefazione T rilascio = -145.4°C P rilascio = 5.77 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 0.15 kg/s Durata rilascio = 50 min Quantità rilascio = 240 kg	6.97E-03	Jet Fire	2.09E-06	2	F	5	7	8	10
					5	D	7	8	9	10
			Flash Fire	4.88E-06	2	F	4	6	--	--
					5	D	3	4	--	--
	Rilascio di GNL dall'impianto di riliquefazione T rilascio = -145.4°C P rilascio = 5.77 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 0.15 kg/s Durata rilascio = 50 min Quantità rilascio = 240 kg	1.58E-04	Jet Fire	4.74E-08	2	F	n.r.	1	1	2
					5	D	2	2	2	3
			Flash Fire	1.10E-07	2	F	4	6	--	--
					5	D	3	4	--	--
Pool Fire	4.74E-08	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEREOLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
12	Rilascio di MR dall'impianto di riliuefazione T rilascio = -40°C P rilascio = 17.23 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 1.2 kg/s Durata rilascio = 3 min Quantità rilascio = 110 kg	4.15E-03	Jet Fire	1.75E-05	2	F	10	14	16	20
					5	D	11	14	16	19
		Flash Fire	4.09E-05	2	F	6	9	--	--	
				5	D	4	6	--	--	
	Pool Fire	1.75E-05	2	F	--	--	--	--		
			5	D	--	--	--	--		
	Rilascio di MR dall'impianto di riliuefazione T rilascio = -40°C P rilascio = 17.23 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 1.2 kg/s Durata rilascio = 3 min Quantità rilascio = 110 kg	2.10E-04	Jet Fire	8.87E-07	2	F	10	14	16	20
					5	D	11	14	16	19
Flash Fire		2.07E-06	2	F	6	9	--	--		
			5	D	4	6	--	--		
Pool Fire	8.87E-07	2	F	--	--	--	--			
		5	D	--	--	--	--			
13	Rilascio di ammoniaca dall'impianto di riliuefazione T rilascio = 37°C P rilascio = 17 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 14 kg/s Durata rilascio = << 1 min Quantità rilascio = 60 kg	1.40E-04	Jet Fire	1.55E-06	2	F	2	4	13	44
					5	D	5	27	37	47
		Flash Fire	3.62E-06	2	F	8	15	--	--	
				5	D	6	11	--	--	
	Pool Fire	1.55E-06	2	F	5	5	5	6		
			5	D	5	5	5	6		
	Rilascio di ammoniaca dall'impianto di riliuefazione T rilascio = 37°C P rilascio = 17 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 233 kg/s Durata rilascio = << 1 min Quantità rilascio = 60 kg	1.60E-05	Jet Fire	3.84E-07	2	F	6	29	133	170
					5	D	15	16	106	165
Flash Fire		8.96E-07	2	F	28	43	--	--		
			5	D	25	34	--	--		
Pool Fire	3.84E-07	2	F	5	5	5	6			
		5	D	5	5	5	6			

Allegato I.5

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOROLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
14	Rilascio di GNL dall'impianto di rigassificazione (da pompe LP a pompe HP) T rilascio = -158°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 8 kg/s Durata rilascio = 36 min Quantità rilascio = 9,181 kg	6,70E-03	Jet Fire	5,96E-05	2	F	33	44	49	61
					5	D	34	42	49	60
			Flash Fire	1,39E-04	2	F	34	47	--	--
					5	D	22	37	--	--
	Pool Fire	5,96E-05	2	F	28	35	41	50		
			5	D	30	37	42	51		
	Rilascio di GNL dall'impianto di rigassificazione (da pompe LP a pompe HP) T rilascio = -158°C P rilascio = 8 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 19 kg/s Durata rilascio = 17 min Quantità rilascio = 11,116 kg	1,25E-04	Jet Fire	1,56E-06	2	F	51	66	74	93
					5	D	50	62	72	90
Flash Fire			3,64E-06	2	F	49	105	--	--	
				5	D	38	56	--	--	
Pool Fire	1,56E-06	2	F	45	57	66	82			
		5	D	49	60	68	83			
15	Rilascio di GNL dall'impianto di rigassificazione (da pompe HP a vaporizzatori) T rilascio = -158°C P rilascio = 80 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 19 kg/s Durata rilascio = 4 min Quantità rilascio = 3,490 kg	1,63E-02	Jet Fire	2,04E-04	2	F	46	59	67	83
					5	D	45	57	66	81
			Flash Fire	4,76E-04	2	F	32	55	--	--
					5	D	25	40	--	--
	Pool Fire	2,04E-04	2	F	45	57	66	82		
			5	D	49	60	68	83		
	Rilascio di GNL dall'impianto di rigassificazione (da pompe HP a vaporizzatori) T rilascio = -158°C P rilascio = 80 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 19 kg/s Durata rilascio = 4 min Quantità rilascio = 3,490 kg	2,54E-04	Jet Fire	3,18E-06	2	F	46	59	67	83
					5	D	45	57	66	81
Flash Fire			7,41E-06	2	F	32	55	--	--	
				5	D	25	40	--	--	
Pool Fire	3,18E-06	2	F	45	57	66	82			
		5	D	49	60	68	83			

RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI										
EVENTO INIZIALE		FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	SCENARIO INCIDENTALE	FREQUENZA (OCCASIONI/ANNO)	CONDIZIONI METEOREOLOGICHE		DISTANZE DI DANNO (RIF. DM LLPP 9 MAGGIO 2001)			
No.	DESCRIZIONE				VELOCITÀ DEL VENTO	CLASSE DI STABILITÀ ATMOSFERICA	ZONA 1 12.5 kW/m2 0.3 bar LC50 LFL	ZONA 2 7 kW/m2 0.14 bar - LFL/2	ZONA 3 5 kW/m2 0.07 bar IDLH -	ZONA 4 3 kW/m2 0.03 bar -
16	Rilascio di GN dall'impianto di rigassificazione (da vaporizzatori a punto consegna SNAM) T rilascio = 3°C P rilascio = 76 barg D rilascio = 1" Q rilascio = 6.6 kg/s Durata rilascio = 6 min Quantità rilascio = 1,752 kg	1,84E-04	Jet Fire	3,00E-06	2	F	21	32	37	44
					5	D	25	31	36	44
		7,01E-06	Flash Fire	2	F	14	22	--	--	
				5	D	10	16	--	--	
	Rilascio di GN dall'impianto di rigassificazione (da vaporizzatori a punto consegna SNAM) T rilascio = 3°C P rilascio = 76 barg D rilascio = 4" Q rilascio = 19 kg/s Durata rilascio = 4 min Quantità rilascio = 3,852 kg	3,06E-05	Jet Fire	9,48E-07	2	F	36	52	60	73
					5	D	41	50	58	71
		2,21E-06	Flash Fire	2	F	24	36	--	--	
				5	D	17	28	--	--	

Allegato I.9

**Attività soggette al controllo del
Corpo Nazionale dei Vigili del
Fuoco ai sensi del D.P.R. 151/2011
e s.m.i.**

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



1. ELENCO DELLE ATTIVITÀ SOGGETTE AL CONTROLLO DEL CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO AI SENSI DEL D.P.R. 151/2011 E S.M.I.

Le attività soggette a Controllo dei Vigili del Fuoco tra quelle elencate all'Allegato I del D.P.R. 151/11 e s.m.i. presenti in impianto sono:

- ✓ Gruppo Elettrogeno di Emergenza alimentato a Gasolio di potenza 200 kW (Attività 49.1.A: Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva da 25 a 350 kW);
- ✓ Serbatoio di Gasolio per Alimentazione del Gruppo Elettrogeno di Emergenza. (Attività 12.1.A: Depositi e/o rivendite di liquidi con punto di infiammabilità sopra i 65°C, con capacità da 1 a 9 mc (esclusi liquidi infiammabili).

Entrambe le attività sono di categoria "A", non è quindi previsto sottoporre il progetto al parere dei VVF competenti per territorio.

Allegato I.11
Documentazione, di cui
all'Allegato I del Decreto del
Ministero dell'Interno del 7
Agosto 2012

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018



1. DOCUMENTAZIONE, DI CUI ALL'ALLEGATO I DEL DECRETO DEL MINISTERO DELL'INTERNO DEL 7 AGOSTO 2012

Le attività soggette a Controllo dei Vigili del Fuoco tra quelle elencate all'Allegato I del D.P.R. 151/11 presenti in impianto sono di categoria "A", come specificato nell'Allegato I.9.

Non è quindi previsto sottoporre il progetto al parere dei VVF competenti per territorio.

Per i motivi di cui sopra, non sono prodotti i documenti di cui all'Allegato I del Decreto del Ministero dell'Interno del 7/08/2012, relativo alle attività soggette al controllo del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco.

Appendice A

Metodo a Indici

Doc. No. P0006938-1-H7 Rev. 0 – Agosto 2018





RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via San Nazaro, 19 - 16145 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.